

国家能源局西北监管局文件

西北监能市场〔2018〕66号

国家能源局西北监管局关于印发《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》的通知

甘肃、新疆能源监管办，国网西北分部，陕西、甘肃、青海省电力公司，国网宁夏、新疆电力有限公司，陕西省地方电力（集团）有限公司，各有关发电企业：

自2015版《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（以下称“两个细则”）实施以来，对提升西北区域并网发电机组运行管理水平，调动发电企业参与辅助服务积极性等发挥了积极的促进作用。为适应西北区域发电厂并网运行和辅助服务管理的新形势和新

要求，进一步优化电力资源配置，保障西北电力系统安全、优质、经济运行，结合西北区域实际，我局组织各有关单位对“两个细则”进行了修订，现予以印发，并提出以下要求，请认真贯彻执行。

一、请各单位高度重视，认真组织学习新版“两个细则”各项内容，进一步提高认识，严格遵照执行，提高运行管理水平，促进电网安全运行。

二、各单位执行过程中有何问题，请及时向我局反映。

联系人：王 瑜

电 话：029-81008048

- 附件：1. 《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》
2. 《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》



西北区域发电厂并网运行管理实施细则

第一章 总 则

第一条 为保障西北电力系统安全、优质、经济运行，规范发电厂并网运行管理，维护电力企业合法权益，促进电网和发电企业协调发展，根据《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）和国家有关法律法规，结合西北电力系统实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于西北电力系统内由省级及以上调控机构直调的发电厂（含并网自备电厂）和由地调直调的风电、光伏、装机容量 50MW 及以上的水电站、生物质能发电厂、光热发电厂。地调范围内的其它发电厂并网运行管理可参照本实施细则执行。新建并网机组通过整套启动试运行后立即纳入本细则管理。

第三条 本细则各条款规定的违规情况，未经特别申明，均指由发电企业责任引起的，非发电企业责任引起的不予考核，由能源监管机构会同相关调控机构进行责任认定，发电企业有争议的，由能源监管机构依法进行裁决。

第四条 西北区域能源监管机构依法对发电厂并网运行管理及考核情况实施监管。电力调控机构在能源监管机构授权下按照调度管辖范围具体实施发电厂并网运行管理及统计分析工作。

第二章 安全管理

第五条 电网企业、并网发电厂、电力用户有义务共同维护西北电网安全稳定运行。电力调控机构按各自调度管辖范围负责电网运行的组织、指挥、指导和协调。

第六条 并网发电厂应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准、西北各级电力系统调度规程及其它有关规程、规定。

第七条 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置、继电保护故障信息子站，故障录波器、通信设备、自动化系统和设备、励磁系统及电力系统稳定器（PSS）装置、调速系统、高压侧或升压站电气设备等运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合能源监管机构及西北区域电力调控机构有关安全管理的规定。以上制度不完善者，应限期整改，逾期未完成整改者，按 10 分/项每月考核。

第八条 单机容量 100MW 及以上的发电厂必须配备同步向量测量单元（PMU）；接入 110（66）kV 及以上电压等级的风电场、光伏、光热发电站其升压站必须配备 PMU 装置。应配备而未配备 PMU 装置者，应限期整改，逾期未完成整改者，按 60 分/月考核。

第九条 并网发电厂应落实相应调控机构制定的反事故措施。对涉及并网发电厂一、二次设备的反事故措施，并网发电厂应与相关调控机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期

完成。对于因自身原因未按期完成整改的，逾期按 60 分/月考核。

第十条 并网发电厂应按照西北电网防止大面积停电事故预案的统一部署，积极配合落实事故处理预案。应制定可靠完善的保厂用电措施、全厂停电事故处理预案，并按相关调控机构要求按期报送，调控机构确定的黑启动电厂同时还须报送黑启动方案，未按要求报送的按 30 分/次考核。并网发电厂应定期根据方案开展反事故演习，还应根据相关调控机构的要求参加电网联合反事故演习，以提高并网发电厂对事故的反应速度和处理能力。对于无故不参加电网联合反事故演习的并网发电厂，按 60 分/次考核。

第十一条 并网发电厂应按规定参加厂网联席会议，参加相关调控机构召开的有关专业工作会议。不按要求参加的，按 60 分/次考核。

第十二条 发生事故后，并网发电厂应按西北能源监管局《西北区域电力安全信息报送规定》等相关规定及时向能源监管机构和相应调控机构汇报事故情况，否则按 30 分/次考核。瞒报、谎报者，按 60 分/次考核。

第三章 运行管理

第十三条 发电机组并网前，并网发电厂应参照原国家电监会和国家工商总局印发的《并网调度协议（示范文本）》和《购售电合同（示范文本）》及时与相关电网企业签定《并网调度协

议》和《购售电合同》，未签订者不允许并网运行。

第十四条 并网发电厂应按能源监管机构及相关调控机构要求报送和披露相关信息。不及时报送或报送虚假信息按 30 分/次考核。

第十五条 并网发电厂应严格服从相关调控机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。接受调度指令的并网发电厂值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的调控机构值班调度人员报告并说明理由，由调控机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。对于无故延缓执行调度指令、违背和拒不执行调度指令的并网发电厂，根据《电网调度管理条例》，给予通报，追究相关责任人的责任，并按 500 分/次考核。有争议的可向能源监管机构申诉。

第十六条 并网发电厂调管设备各项操作应按照调度规程和相关规定执行，对于未经调控机构同意擅自开停机、擅自变更调控机构调管设备状态、擅自在调控机构调管设备上工作等不符合规定的操作按全厂容量 10 分/万千瓦考核。

第十七条 调控机构对并网发电厂非计划停运情况进行统计和考核。

（一）凡并网发电厂因自身原因，发生下列情况之一者，纳入机组非计划停运考核范围：

1. 正常运行机组直接跳闸和被迫停运，按额定容量 10 分/万千瓦考核；

2. 机组发生临检，按额定容量 5 分/万千瓦考核；

3. 停运机组并网(运行机组解列)时间较调度指令要求提前或推后 2 小时以上,按额定容量 5 分/万千瓦考核;

4. 火电机组缺煤(气)、环保投料等停机,停机期间,按额定容量每天 1 分/万千瓦考核;

5. 各级调控机构按其调度管辖范围可以批准并网发电厂机组利用负荷低谷进行消缺(低谷时段为:前一日 23:00-次日 06:00,10:00-17:00),该机组停运不计作非计划停运,但超出低谷消缺工期(以并网时间计)的按额定容量 5 分/万千瓦考核。若自低谷时段结束时间起,超过 24 小时未提交故障抢修申请的,按额定容量 10 分/万千瓦考核。

6. 火电机组在短时(7 天)内发生两次及以上直接跳闸、被迫停运或临检,原则上应停产整顿,并按调控机构要求报送事故报告。

(二) 凡并网发电厂内输变电设备因自身原因,发生下列情况之一者,纳入输变电设备非计划停运考核范围:

1. 输变电设备直接跳闸和被迫停运,按全厂容量 1 分/万千瓦考核;

2. 输变电设备发生临检,按全厂容量 0.5 分/万千瓦考核;

3. 输变电设备故障后未恢复,按 2 分/天进行考核。

(三) 风电场、光伏电站因自身原因造成大面积脱网,一次脱网装机容量超过该电场总装机容量 30%的,按装机容量 10 分/万千瓦考核。

(四) 下列情况不纳入机组非计划停运考核:

1. 机组在检修后启动过程(从并网至机组带至最低技术出

力期间)中发生一次停运;

2. 稳控装置正确动作切机。

第十八条 除已列入关停计划的机组外, 并网发电厂单机 200MW (其中新疆、青海 100MW) 及以上火电机组 (不含背压式热电机组), 单机 20MW 及以上、全厂容量 50MW 及以上水电机组 (不含灯泡贯流式水电机组) 或水电厂应具有 AGC 功能, 在投入商业运营前应与调控机构的调度控制系统进行联调, 满足电网对机组的调整要求。

对并网发电机组提供 AGC 服务的考核内容包括: AGC 调度管理考核、AGC 调节性能考核。

(一) 并网发电机组不具备 AGC 功能按 200 分/月考核。加装 AGC 设备的并网发电厂应保证其正常运行, 若退出并网机组的 AGC 功能, 且无临时检修申请的, 按 2 分/小时考核; 机组 AGC 参数发生变化后, 发电企业应及时完成相关设备改造, 并在相关调控机构配合下完成 AGC 试验和测试, 逾期不能完成 AGC 试验和测试或逾期不能完成试验报告编制并上报相应调控机构的, 按 10 分/天考核。若调控机构要求, 对发电厂 AGC 相关性能进行测试或试验的, 发电企业应按期完成试验测试, 并出具试验报告, 逾期不能完成者, 按 10 分/天考核。

(二) AGC 单机模式投入下:

1. 可用率考核

要求并网机组 AGC 月可用率应达到 98%, 每降低 1% 按 0.5 分/万千瓦考核。

对于投入单机模式的机组, AGC 可用率 = (AGC 实际运行小时

数/AGC 全月理论可用小时数) × 100%。

其中，全月理论可用小时数为当月 AGC 可正常运行的理论时长，不包括机组启停机过程中超过调节上下限时段、机组停机时段、AGC 设备试验、计划检修、临时检修时段。

2. 投退频次考核

若机组 AGC 造成短时频繁投退，在进行可用率考核的同时，AGC 投退状态每改变一次按 5 分考核（短时频繁投退，是指在任意 6 小时时间段内，因电厂原因造成机组 AGC 状态改变次数 n 大于等于 6，认定为频繁投退，且考核分计为 $5*n$ ）。

3. 调节速率考核。

AGC 平均调节速率是指，选取负荷变化至 AGC 负荷指令目标变化幅度 10%和 90%的两个负荷点，其连线斜率的绝对值。

$$\text{平均调节速率} = \left[\text{Abs} \left(\frac{M_{90\%} - M_{10\%}}{T_{90\%} - T_{10\%}} \right) \right] \times 100\%$$

（单位：机组调节容量占额定有功功率的比例/分钟）

其中：

$M_{10\%}$ = 机组初始时刻实际出力 + (机组目标出力 - 机组初始时刻实际出力) * 10%;

$M_{90\%}$ = 机组初始时刻实际出力 + (机组目标出力 - 机组初始时刻实际出力) * 90%;

$T_{10\%}$ 为机组出力到达 $M_{10\%}$ 的时间;

$T_{90\%}$ 为机组出力到达 $M_{90\%}$ 的时间。

AGC 月平均调节速率是指机组当月历次平均调节速率的平

均值。

水电机组平均调节速率考核分=当月大指令平均调节速率考核分×当月大指令调节次数占比+当月小指令平均调节速率考核分×当月小指令调节次数占比。

其中，对于大指令调节（调节量大于25%装机容量），要求平均调节速率不低于每分钟装机容量的50%，每降低1个百分点按0.5分/万千瓦计入大指令平均调节速率考核分，对于小指令调节（调节量不大于25%装机容量），要求平均调节速率不低于每分钟装机容量的25%，每降低1个百分点按0.5分/万千瓦计入小指令平均调节速率考核分。

火电机组按照不同机组标准，月调节速率每降低0.1个百分点按1分/万千瓦考核。

其中，直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为每分钟机组装机容量的1.5%；带中间储仓式制粉系统的火电机组为每分钟机组装机容量的2.0%；循环流化床火电机组和燃用特殊煤种（如煤矸石电厂）为每分钟机组装机容量的1.0%；燃气机组为每分钟机组装机容量的3.5%；超临界定压运行直流炉机组为每分钟机组装机容量的2.0%，其他类型直流炉机组为每分钟机组装机容量的1.5%。

4. 响应时间考核

AGC 响应时间是指自 AGC 指令开始变化时刻引起，至机组实际负荷开始变化，且变化幅度超过负荷稳态偏差允许范围（火电机组稳态偏差是指不超过装机容量的±0.5%，水电机组稳态偏差是指不超过装机容量的±1%），并在趋势上不再返向的时刻

之间的时间差。

AGC 响应时间按照响应时间月度合格率进行考核。机组 AGC 响应时间月度合格率应不低于 98%。

AGC 响应时间合格率=(该机组当月 AGC 响应时间合格次数/该机组当月 AGC 调节总次数) × 100%。

其中:采用直吹式制粉系统的火电机组 AGC 响应时间 ≤ 60 秒;采用中储式制粉系统的火电机组 AGC 响应时间 ≤ 40 秒;循环流化床火电机组 AGC 响应时间 ≤ 100 秒;水电机组的 AGC 响应时间 ≤ 10 秒。

AGC 响应时间考核分数=(98% - $\lambda_{\text{合格率}}$) * 100 * P_N * $\alpha_{\text{运行}}$ * 0.25

其中: $\lambda_{\text{合格率}}$ 为机组 AGC 月度平均合格率;

$\alpha_{\text{运行}}$ 为机组月度运行系数,定义为本月机组实际运行小时/本月日历小时数;

P_N 为机组额定容量。

(三) AGC 厂级模式投入下:

1. 厂内两台及以上机组均满足 AGC 投入条件时,方可投入厂级 AGC。投入厂级 AGC 情况下,所有考核项目均按照投入厂级 AGC 的机组总装机容量计算。

2. 厂级模式下 AGC 投退频次、可用率、调节速率、响应时间考核标准与单机模式相同。

(四) 火电机组深度调峰期间:

火电机组深度调峰期间,是指火电机组为配合电网调整需要,机组出力低于 50% 额定容量的时段。

1. 深度调峰期间,AGC 投退频次、机组可用率考核与单机

模式标准相同。

2. 深度调峰期间，机组平均调节速率考核标准与单机模式标准相同。考核分数在原有单机模式考核分数的基础上乘以深调考核系数 m 。

深调考核系数 m 取值范围如下：

调节范围 p (占装机容量百分比)	深调考核系数 m
$40\% \leq p < 50\%$	0.6
$30\% \leq p < 40\%$	0.3
$20\% \leq p < 30\%$	0.2

3. 深度调峰期间 AGC 响应时间标准应按照正常调节期间响应时间标准的 1.5 倍计算，其余考核方式不变。

(五) 免考核条款

1. 若出现设备缺陷故障，导致 AGC 无法投运时，电厂可向调控机构汇报并及时提交书面临时检修申请，调控机构可在申请的临修时段内给予免考核，其中同一原因导致的临修申请，只能提交一次，不能申请延期改期。任一电厂每月临修总额度不超过 12 小时。

2. 若常规电源因 AGC 设备优化或按照调控机构要求进行 AGC 相关性能试验的，试验期间给予免考核。

3. 机组启、停机过程中不进行 AGC 考核。

4. 机组一次调频与 AGC 同时动作期间，不进行 AGC 考核。

(六) 上述各项考核总分最大不超过 30 分/万千瓦。

第十九条 总装机容量在 10MW 及以上的新能源场站必须配

置有功功率自动控制系统（AGC），接收并自动执行电力调控机构远方发送的有功功率控制信号。调控机构应对调管范围内的总装机容量在 10MW 及以上的新能源场站有功控制系统运行性能进行统计和考核，不具此项功能者，每月按 20 分/万千瓦考核。

（一）有功功率控制系统考核指标：

1. 风电场、光伏、光热电站的有功功率控制系统可用率应达到 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。

风电场、光伏电站的有功功率控制系统可用率=场站有功功率自动控制系统闭环时间/新能源出力大于样板机或样板逆变器总容量的时间*100%。

2. 风电场、光伏、光热电站应按照电力调控机构要求控制有功功率变化值，要求月均 10min 最大功率变化不超过装机容量的 33%，月均 1min 最大功率变化不超过装机容量的 10%，每超出 1%按 10 分/月考核，功率变化考核功率上升阶段和下降阶段的变化，因环境因素变化导致的功率下降速率过快不予考核。

3. 合格率（光热除外）：子站执行的合格点数/主站下发调节指令次数*100%。

死区为不超过场站装机容量的 3%视为合格，合格率应大于 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。合格率考核仅针对功率上升阶段因电网安全原因需调减功率下降的阶段的变化，因环境因素变化导致的功率下降速率过快不予考核。

当全月主站下发调节指令次数为 0 时，该场站 AGC 合格率

为 100%。

4. 响应时间（光热除外）： $\leq 120s$

要求响应时间合格的次数与总调节次数的比值应满足 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。

响应时间考核不针对机组出力上升阶段且出力不大于 20% 装机容量的阶段。

（二）免考核条款

1. 若出现设备缺陷故障，导致 AGC 无法投运时，场站可向调度汇报并及时提交书面临时检修申请，调控机构可在申请的临修时段内给予免考核，其中同一原因导致的临修申请，只能提交一次，不能申请延期改期。任一场站每月临修总额度不超过 12 小时。

2. 若新能源场站因 AGC 设备优化或按照调控机构要求进行 AGC 相关性能试验的，试验期间给予免考核。

3. 新能源场站因资源条件或电网调整需要，无法达到 AGC 考核标准，对 AGC 给予免考核。

（三）上述各项考核总分最大不超过 20 分/万千瓦。

第二十条 并网发电厂应按电力调度的指令，在发电机组性能允许的范围内，通过无功调节，保证母线电压合格。发电机组的进相运行深度应满足所在电网安全运行的需要。并网发电厂采用有偿无功控制时需征得电力调控机构同意。

发电机组无功调节按如下方式进行考核：

（一）电力调控机构按月向直调电厂下发母线电压曲线，并作为无功辅助服务考核的依据。并网发电厂按照电力调控机

构下达的电压曲线进行无功控制。

1. 电力调控机构统计计算各并网发电厂母线电压月合格率，发电企业月度电压曲线合格率：750kV（500kV）及 330kV 应达到 100%，220kV 应达到 99.90%，110kV 应达到 99.80%，每降低 0.1%按 10 分/月考核。

2. 电压曲线合格率计算方法：母线电压值在调控机构下达电压曲线上下限范围内为合格点，超出范围的点记为不合格点。调控机构调度控制系统每 5 分钟采集发电厂母线电压，以判定该考核点电压是否合格。电压合格率 = $(D \text{ 总点数} - D \text{ 不合格点}) / D \text{ 总点数} \times 100\%$ 。

（二）并网发电厂发电机组应具备辅机高低电压穿越能力，发电机组辅机变频器，在投运、改造时应提供满足相关技术规范或规定的高、低电压穿越能力测试报告，否则按每项 2 分/万千瓦每月考核。

（三）免考核条款

1. 若并网发电厂已经按照机组最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

2. 并网发电厂的 AVC 装置投入运行，并已与电力调控机构主站 AVC 装置联合闭环在线运行的电厂不参与无功管理考核。

（四）上述考核总分最大不超过 10 分/万千瓦。

第二十一条 接入 35kV 及以上电压等级的风电场、光伏电站，及新能源汇集站公共并网点必须配置适当容量的无功补偿装置，用于调节风电场、光伏电站公共并网点及送出线路的电压。

对无功补偿装置的考核内容包括：

1. 无故不按照设计要求安装无功补偿装置者，按每月 10 分/万千瓦考核。

2. 无功补偿装置必须按照电力调控机构调度指令进行操作，不得擅自投退，否则按每次 1 分/万千瓦考核；装置月整体可用率应达到 90%，每降低 1%按 5 分/月考核。无功补偿装置可用率按如下公式计算：

无功补偿装置可用率=(装置可用小时数/升压站带电小时数) × 100%

3. 上述考核总分最大不超过 10 分/万千瓦。

第二十二条 接入 35kV 及以上电压等级的风电场、光伏电站内风电机组、光伏逆变器以及动态无功补偿设备等应具备高、低压故障穿越能力，并满足《光伏电站接入电力系统技术规定》、《风电场接入电力系统技术规定》等的技术要求。不符合要求者，应限期进行技术改造。在调控机构下达限期试验及测试书面通知后，逾期不能完成者，按每月 10 分/万千瓦考核。

电力调控机构抽查或抽检时发现风电场、光伏电站风电机组、光伏逆变器以及动态无功补偿设备等高、低压故障穿越能力不满足相关技术要求，而风电场、光伏电站没有提前汇报电力调控机构时，按每次 20 分/万千瓦考核。

第二十三条 除已列入关停计划的机组外，并网发电厂单机 200MW（其中新疆、青海 100MW）及以上火电机组和单机 20MW 及以上、全厂容量 50MW 及以上水电机组或水电厂、光热电站应

具备 AVC 功能，在投入商业化运行前应与调控机构的调度控制系统进行联调，满足电网对机组的调整要求。

新投运机组在并网前应具备 AVC 功能、完成厂站内调试，并具备与电力调控机构相应 AVC 系统闭环联调的条件。

对并网发电机组提供 AVC 服务的考核内容包括：AVC 调度管理考核、AVC 投运率考核、AVC 调节合格率考核。

（一）并网发电机组不具备 AVC 功能按每月 10 分/万千瓦考核。加装 AVC 设备的并网发电厂应保证其正常运行，不得擅自退出并网机组的 AVC 功能，并网发电机组 AVC 功能已正式投运后由于 AVC 设备故障问题导致退出 AVC 功能的按 0.5 分/小时考核。AVC 机组的调节容量发生变化时，电厂应提前一周报相应调控机构备案，未及时报送按每次 2 分/万千瓦考核。

（二）并网机组 AVC 月投运率应达到 98%，每降低 1%按 2 分/万千瓦每月考核。全厂成组投入的 AVC，AVC 投运率按全厂统计。

（三）调控机构通过 AVC 系统按月统计考核机组 AVC 装置调节合格率。调节合格率应达到 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。

（四）机组 AVC 的投运率、调节合格率技术标准如下：

1. AVC 投运率=机组投入 AVC 闭环运行时间/机组出力满足 AVC 运行时间 × 100%。（火电机组并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为 100%-40%额定出力，水电机组并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为 100%-0%额定出力。机组出力满足 AVC 运行时间，应不含期间因电网运行需要按照相应调控机构调度指令退

出 AVC 的运行时间。)

2. AVC 调节合格率=执行合格点数/ 调控机构下发调节指令次数 × 100%。

(五) 上述各项考核分数不超过 10 分/万千瓦。

第二十四条 接入 35kV 及以上电压等级的风电场、光伏电站应具备无功功率调节能力，根据电力调控机构指令，通过其无功电压控制系统自动调节整个风电场、光伏电站发出（或吸收）的无功功率，按照调控机构要求实现对并网点电压的控制，满足风电场、光伏电站内风电机组、光伏并网逆变器和动态无功补偿设备的协调控制要求。新投运风电场、光伏电站在并网前应具备 AVC 功能，并在并网后 1 个月内具备与电力调控机构相应 AVC 系统闭环联调的条件。

风电场、光伏电站 AVC 考核内容包括：AVC 调度管理考核、AVC 投运率考核、AVC 调节合格率考核。

(一) 风电场、光伏电站不具备 AVC 功能按每月 5 分/万千瓦考核。加装 AVC 设备的风电场、光伏电站应保证其正常运行，不得擅自退出并网风电场、光伏电站的 AVC 功能，并网风电场、光伏电站 AVC 功能已正式投运后由于 AVC 设备故障问题导致退出 AVC 功能的按每天 1 分/万千瓦考核。AVC 机组的调节容量发生变化时，电厂应提前一周报相应调控机构备案，未及时报送按每次 2 分/万千瓦考核。

(二) 风电场、光伏电站 AVC 月投运率按全厂统计考核，投运率应达到 98%，每降低 1%按 2 分/万千瓦每月考核。

(三) 调控机构通过 AVC 系统按月统计考核风电场、光伏

电站 AVC 装置调节合格率。调节合格率应达到 95%，每降低 1% 按 1 分/万千瓦考核。

(四) 风电场、光伏电站 AVC 的投运率、调节合格率技术标准如下：

1. AVC 投运率=风电场、光伏电站投入 AVC 闭环运行时间/风电场、光伏电站并网运行时间 × 100%。(风电场、光伏电站并网后投入 AVC 运行的有功出力范围为 100%-0%额定出力。风电场、光伏电站出力满足 AVC 运行时间，应不含期间因电网运行需要按照相应调控机构调度指令退出 AVC 的运行时间。)

2. AVC 调节合格率=执行合格点数/ 调控机构下发调节指令次数 × 100%。

(五) 上述各项考核分数不超过 5 分/万千瓦。

第二十五条 同步并网发电机组一次调频技术指标应满足《西北电网发电机组一次调频技术管理规定》技术要求。不符合要求者，应限期进行技术改造。未按期完成改造，按照 50 分/月考核。

对并网发电机组一次调频的考核内容包括：一次调频调度管理考核、一次调频技术指标考核、一次调频月度平均合格率考核、一次调频大频差扰动性能考核。

(一) 并网运行的机组应投入一次调频功能，且一次调频投退信号必须接入相应调控机构自动化系统。并网发电厂不得擅自退出机组一次调频功能，否则按 10 分/小时考核。

(二) 并网运行机组一次调频的人工死区、转速不等率、最大负荷限幅、响应时间均应满足一定标准，若任意一项不满

足标准，每项按 10 分/月考核。

技术标准如下：

1. 一次调频的人工死区：电液型汽轮机调节控制系统的火电机组死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 内；机械、液压调节控制系统的火电机组死区控制在 $\pm 0.1\text{Hz}$ 内；水电机组死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 内。

2. 转速不等率：火电机组转速不等率不大于 5%，水电机组转速不等率（永态转差率）不大于 3%。

3. 一次调频的最大调整负荷限幅：

（1）水电机组除振动区及空化区外不设置限幅；

（2）额定容量 600MW 及以上的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 6\%$ ；

（3）额定容量 300 ~ 590MW 的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 8\%$ ；

（4）额定容量 100 ~ 290MW 的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 10\%$ ；

（5）额定容量 100MW 以下的火电机组，一次调频的负荷调整限幅为机组额定容量的 $\pm 8\%$ ；

（6）燃气机组参与一次调频的负荷调整幅度参照火电机组；

（7）额定容量运行的火电机组，应参与一次调频，增负荷方向最大调频负荷幅度不小于机组额定容量的 5%。

4. 一次调频的响应特性：

（1）一次调频的负荷响应滞后时间指运行机组从电网频率

越过该机组一次调频的死区开始，到该机组的负荷开始变化所需的时间。

火电机组：应小于 3s；

水电机组：额定水头在 50m 及以上的水电机组，一次调频响应滞后时间应小于 4s，额定水头在 50m 以下的水电机组，一次调频响应滞后时间应小于 10s。

(2) 所有机组一次调频的负荷调整幅度应在 15 秒内（直流锅炉、循环硫化床锅炉要求 25 秒内）达到理论计算的一次调频的最大负荷调整幅度的 90%。

(3) 在电网频率变化超过机组一次调频死区时开始的 45 秒内，机组实际出力与响应目标偏差的平均值应在理论计算的调整幅度的 $\pm 5\%$ 内。

(三) 并网运行机组一次调频月度平均合格率应满足如下标准：火电、燃气机组一次调频平均合格率不小于 70%，水电机组一次调频平均合格率不小于 60%。

一次调频月度平均合格率：发电机组一次调频月度总实际积分电量与理论月度积分电量之比的百分数。其中一次调频积分电量为当电网频率超出 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ （水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算）时起到恢复至 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ （水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算）时止，发电机组实际发电出力与起始实际发电出力之差的积分电量，高频少发或低频多发电量为正值，反之，高频多发或低频少发电量为负值。机组一次调频月度总实际积分电量为当月每一次电网频率超出 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ （水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算）时一次调频积分电量的代数和，若单次频率

扰动事件期间，出现一次调频与 AGC 同时动作情况，则该次一次调频积分电量不计入月度统计结果。

火电、燃气机组一次调频月度平均合格率考核分数 = $(70\% - \lambda_{\text{合格率}}) * 100 * \alpha_{\text{运行}} * 5$;

水电机组一次调频月度平均合格率考核分数 = $(60\% - \lambda_{\text{合格率}}) * 100 * \alpha_{\text{运行}} * 5$;

其中： $\lambda_{\text{合格率}}$ 为机组一次调频月度平均合格率；

$\alpha_{\text{运行}}$ 为机组月度运行系数，定义为本月机组实际运行小时/本月日历小时数。

（四）一次调频大频差扰动性能考核：

当电网发生频率超过 $50 \pm 0.1\text{Hz}$ 大频差扰动时，开展机组一次调频专项考核。单次大频差扰动一次调频合格率 $I_{\text{大频差}}$ 应不小于 80%，低于 80% 按 200 分/次考核。

定义大频差扰动下机组一次调频合格率 $I_{\text{大频差}}$ ，计算公式如下：

$$I_{\text{大频差}} = (I_r + I_c) / 2$$

其中： I_r 为机组一次调频出力响应合格率，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至机组一次调频应动作时间内（如果时间超过 60 秒，则按 60 秒计算），机组实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

I_c 为机组一次调频贡献电量合格率，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至机组一次调频应动作时间内（如果时间超过 60 秒，则按 60 秒计算），机组一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

第二十六条 新能源场站一次调频考核内容包括：一次调频调度管理考核、一次调频大频差扰动性能考核、一次调频月度平均合格率考核。

1. 一次调频调度管理考核：

并网新能源场站应按照相关要求按期完成一次调频功能改造，未按期完成改造单位，按照 20 分/月考核。

2. 一次调频大频差扰动性能考核：

当电网发生频率超过 $50 \pm 0.15\text{Hz}$ 大频差扰动时，开展一次调频专项考核。单次大频差扰动一次调频合格率 $I_{\text{大频差}}$ 应不小于 60%，低于 60%，按 5 分/次考核。

定义大频差扰动下一次调频合格率 $I_{\text{大频差}}$ ，计算公式如下：

$$I_{\text{大频差}} = (I_r + I_c) / 2$$

其中： I_r 为一次调频出力响应合格率，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至一次调频应动作时间内（如果时间超过 60 秒，则按 60 秒计算），新能源场站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

I_c 为机组一次调频贡献电量合格率，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至一次调频应动作时间内（如果时间超过 60 秒，则按 60 秒计算），新能源场站一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

3、并网运行新能源场站一次调频月度平均合格率应不小于 60%。

一次调频月度平均合格率：新能源场站一次调频月度总实

际积分电量与理论月度积分电量之比的百分数。一次调频月度动作积分电量：电网频率光伏电站按超出 $50 \pm 0.06\text{Hz}$ （风电场按 $50 \pm 0.10\text{Hz}$ 计算）时起到恢复至 $50 \pm 0.06\text{Hz}$ （风电场按 $50 \pm 0.10\text{Hz}$ 计算）时止，实际发电出力与起始实际发电出力之差的积分电量，高频少发或低频多发电量为正值，反之，高频多发或低频少发电量为负值。一次调频月度动作积分电量为当月光伏电站按每一次电网频率超出 $50 \pm 0.06\text{Hz}$ （风电场按 $50 \pm 0.10\text{Hz}$ 计算）时一次调频电量的代数和。若单次频率扰动事件期间，出现一次调频与 AGC 同时动作情况，则该次一次调频积分电量不计入月度统计结果。

新能源场站一次调频月度平均合格率考核分数 = $(60\% - \lambda_{\text{合格率}}) * 100 * \alpha_{\text{运行}} * 0.1$;

其中： $\lambda_{\text{合格率}}$ 为一次调频月度平均合格率；

$\alpha_{\text{运行}}$ 为机组月度运行系数，定义为本月新能源场站实际运行小时/本月日历小时数。

第二十七条 并网发电厂应严格执行相关调控机构的励磁系统、调速系统、AGC、自动化系统和设备、通信设备等有关系统参数管理规定。

1. 并网发电厂应按相关调控机构的要求书面提供设备（装置）参数，设备（装置）参数整定值应按照相关调控机构下达的整定值执行。并网发电厂改变设备（装置）状态和参数前，应经相关调控机构批准。对于擅自改变设备（装置）的状态和参数的并网发电厂，按 200 分/次考核。

2. 新（改、扩建）机组应按规定完成励磁、PSS、调速系统

实测建模试验，并于试验完成后 30 个工作日内向相应调控机构提交通过审核认证的相关报告，否则调度可将其视为不具备并网条件，未按规定完成试验并提交报告按每项 10 分/万千瓦每月考核。

3. 汽轮发电机组频率异常保护应满足《电网运行准则》中频率异常运行能力的要求；水轮发电机频率异常运行能力应优于汽轮发电机，否则按每项 10 分/万千瓦每月考核。

4. 并网发电机组应满足以下协调关系：励磁系统转子电流过负荷限制与转子过电流保护，遵循转子电流过负荷限制先于转子过电流保护动作的原则；励磁系统 V/Hz 限制与发变组过激磁保护，遵循 V/Hz 限制先于过激磁保护动作的原则；励磁系统低励限制与发变组失磁保护，遵循低励限制先于失磁保护动作的原则；汽轮发电机组还应满足过频保护与汽轮机超速保护控制（OPC）协调关系，遵循 OPC 先于过频保护动作的原则，否则按每项 5 分/万千瓦每月考核。

5. 在系统接线或运行方式发生变化时，或其它需要的情况下，发电企业内部与电网有关的继电保护和安全稳控装置，应按相关调控机构规定和要求及时校核更改保护定值及运行状态并向相应调控机构上报备案。无故延期者，按 50 分/天考核。造成电网事故者，除依据《电网调度管理条例》追究相关责任人责任外，按 500 分/次考核。

第二十八条 并网发电厂应参与电力系统调峰，机组的调峰能力应达到以下标准：

（一）为确保电网安全调峰，提升新能源消纳能力，纯凝

机组与处于非供热期的热电机组的调峰能力应不小于 50%额定容量；供热期热电机组按能源监管机构认定的调峰能力参与调峰，不足部分纳入调峰能力考核范围。

(二) 燃气机组和水电机组调峰能力应达到额定容量的 100%。

(三) 光热电站调峰能力应达到额定容量的 20%。

(四) 对并网运行机组的调峰能力进行如下考核：

1. 发电企业应按调控机构要求及时、准确、完整申报本企业每台机组次日最大、最小可调出力 96 点曲线。若机组申报出力上限低于机组铭牌出力上限或下限高于机组基本调峰能力下限，减少的调峰电量按 0.5 分/万千瓦时考核。

减少的调峰电量计算：

$$W = \sum_i (|P_{i\max} - P'_{i\max}| + |P_{i\min} - P'_{i\min}|) \times T$$

其中： W 为减少的调峰电量；

$P_{i\max}$ 为机组铭牌出力上限；

$P'_{i\max}$ 为机组申报出力上限；

$P_{i\min}$ 为机组调峰能力下限；

$P'_{i\min}$ 为机组申报出力下限；

i 为 1-96 个时间段；

T 为时间段划分 (15min)。

2. 发电企业实际调峰能力与上报调峰能力不符，按额定容量每次 10 分/万千瓦考核。

第二十九条 并网发电厂应严格执行调控机构下达的机组日发电计划曲线（或实时调度曲线）和运行方式的安排。调控

机构根据电网情况需要修改发电曲线时，应提前 15 分钟通知并网发电厂。

(一) 火电、光热发电企业应严格执行调控机构下达的 96 点日发电计划曲线（或实时调度曲线）。当调度控制系统采样的电厂实际发电出力与计划曲线（或实时调度曲线）值的偏差超出 $\pm 2\%$ 时，视为不合格，计入月度偏差绝对值积分电量；偏差超出 $\pm 5\%$ 时，超出的部分将取绝对值后乘以 3 倍计入月度偏差绝对值积分电量。月度偏差绝对值积分电量按 2 分/万千瓦时考核。

(二) 尾气余能回收利用发电厂实际发电出力与计划曲线（或实时调度曲线）值的偏差超出 $\pm 10\%$ 时，视为不合格，计入月度偏差绝对值积分电量。月度偏差绝对值积分电量按 2 分/万千瓦时考核。

(三) 下列情况，经调控机构同意可免于考核：

1. 机组投入 AGC 功能参与电网频率和联络线调整期间；
2. 火电、光热机组启停期间；
3. 一次调频正常动作导致的偏差；
4. 当出现系统事故等紧急情况，机组按照调令或调规紧急调整出力时；
5. 机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，纳入机组非计划停运考核，免于发电计划曲线考核。

第三十条 所有并网发电厂有义务共同维护电网频率和电压合格，保证电能质量符合国家标准。

(一) 并网发电厂应按规定进行发电机组进相试验，机组

进相深度应满足机组设计参数和相关规定要求，否则按机组每月 2 分/万千瓦考核。

(二) 并网发电厂发电机组的自动励磁调节装置的低励限制、强励功能应正常投运。并网发电厂不得擅自退出发电机组的自动励磁调节装置或低励限制、强励功能。否则按 10 分/项每次考核。

(三) 风电场安装的风电机组、光伏电站安装的并网逆变器应满足功率因数在超前 0.95 到滞后 0.95 的范围内动态可调，否则按场站每月 2 分/万千瓦考核。

第三十一条 被确定为黑启动电源的发电企业，每年 1 月 15 日前应将上年度黑启动电源运行维护、技术人员培训等情况报送能源监管机构和电力调控机构。能源监管机构、电力调控机构每年对黑启动相关设施和技术人员培训情况进行检查。提供黑启动的并网发电机组，在电网需要提供黑启动服务时必须按要求实现自启动。

对黑启动电源进行如下考核：

(一) 电力调控机构确定为黑启动的发电厂，因电厂自身原因不能提供黑启动时，电厂应及时汇报所属电力调控机构，并按每月 2 分/万千瓦考核。

(二) 电力调控机构检查时发现电厂不具备黑启动能力，而电厂没有汇报电力调控机构的，按每次 5 分/万千瓦考核。

(三) 电力调控机构在系统发生事故或其他紧急情况需要确定为黑启动的发电厂提供黑启动服务，而电厂没能提供该服务，按水电每次 100 分/万千瓦、火电机组每次 200 分/万千瓦

考核。

第三十二条 风电场、光伏电站应按照国家相关规定，具备风电或光伏功率预测功能，不具备此功能者，需限期整改，逾期未完成整改者按每月 500 分考核。

(一) 风电场、光伏电站应按时向电力调控机构报送短期、超短期功率预测曲线及其他满足运行的数据文件，上传率应大于 95%，若未达标，每降低 1%按全场容量 × 6 分/万千瓦考核，由于主站原因造成上传率未达标的不予考核。

(二) 上述各项考核分值每月不超过 500 分。

第三十三条 对并网运行的风电场、光伏电站短期功率预测、超短期功率预测、可用电量统计应满足一定标准。

(一) 风电场、光伏电站应按时向电力调控机构报送短期功率预测曲线，风电场提供的日预测曲线最大误差不超过 25%，光伏电站提供的日预测曲线最大误差不超过 20%，若未达标，则按偏差积分电量 0.2 分/万千瓦时考核。

日预测曲线最大误差值计算公式如下：

$$E_i = \left| \frac{P_i^r - P_i^n}{P_i^n} \right| \times 100\%$$

其中：i 是点数；

n 是 96 点；

P_i^n 是第 i 点可用功率预测值；

P_i^r 是第 i 点的实际功率。

当 P_i^n 为零时，当 P_i^r 在装机容量的 3% 以内，则不予考核；当 P_i^r 超出装机容量的 3% 时，误差值按 100% 计算。

当 P_i^r 为零时，当 P_i^n 在装机容量的 3% 以内，则不予考核；当 P_i^n 超出装机容量的 3% 时，误差值按 100% 计算。

(二) 风电场、光伏电站应按时向电力调控机构报送超短期功率预测曲线，风电场、光伏发电站的超短期预测曲线第 2 小时调和平均数准确率不小于 75%，若未达标，每减少 1% 按全场装机容量 $\times 0.015$ 分/万千瓦考核。

$$E = 1 - 2 \times \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{P_i^r}{P_i^r + P_i^n} - 0.5 \right| \times \frac{|P_i^r - P_i^n|}{\sum_{i=1}^n |P_i^r - P_i^n|} \right)$$

其中： i 是点数；

n 是 96 点；

P_i^n 是第 i 点可用功率预测值；

P_i^r 是第 i 点的实际功率。

当 P_i^r 和 P_i^n 均在装机容量的 3% 以内时，该点不计入误差计算。

(三) 新能源理论发电功率指在当前风、光资源条件下，所有发电机组均可正常运行时能够发出的功率；可用发电功率指考虑场内设备故障、缺陷或检修等原因引起受阻后能够发出的功率。可用发电功率的积分电量为可用电量，可用电量的日准确率应不小于 97%，每降低 1% 按全场装机容量 $\times 0.05$ 分/万千瓦考核。

$$P_E = \left(1 - \frac{|E_M - E_T|}{E_M} \right) \times 100\%$$

其中： E_M 为当日新能源场站非限电时段实际发电量；

E_T 为当日新能源场站非限电时段可用电量。

当 E_m 为 0 时，不再对可用电量准确率进行考核。

(四) 上述各项考核分数不超过 100 分/万千瓦。

第四章 检修管理

第三十四条 并网发电厂应按《发电企业设备检修导则》(DL/T838-2003)及区域内相应调控机构《电网发电设备检修管理办法》、《电力系统调度规程》的规定，向调控机构提出厂内发输变电设备的年度、月度、周、日检修申请，并按照调控机构下达的年度、月度、周、日检修计划严格执行。并网发电厂应按照调控机构批准的检修工期按时保质地完成检修任务。

(一) 不按时上报年度、月度、周、日前检修计划的工作，按额定容量 1 分/万千瓦考核。检修计划上报后，因申请内容不准确，导致检修票退票的，按 1 分/次考核。因电厂自身原因月度(周)、年度计划中要求调整(含新增、变更工期、取消)检修计划的工作，分别按单机额定容量 5 分/万千瓦、3 分/万千瓦考核。

(二) 设备计划检修期间，调控机构可以批准电厂申请延期一次，因电厂原因检修工作不能按调度批复的最终工期完工，按额定容量 3 分/万千瓦考核；超期工作应在计划完工结束后 24 小时内提交临修申请，否则按额定容量 10 分/万千瓦考核。

(三) 厂内发输变电设备非计划停运消缺时间超过 24 小时，且停运后 24 小时内未提交故障抢修申请的，按 10 分/次考核。

第三十五条 并网发电厂外送输变电设备应尽可能与发电机组检修同时进行。涉网的继电保护及安全自动装置、自动化及通信等二次设备的检修应尽可能与一次设备的检修配合。

第五章 技术指导和管理工作

第三十六条 调控机构应按照能源监管机构的要求和有关规定，对并网发电厂（含新能源汇集站，下同）开展技术指导和管理工作。

第三十七条 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、继电保护故障信息子站，故障录波器、通信设备、自动化系统和设备、励磁系统及 PSS 装置、调速系统、直流系统、高压侧或升压站电气设备以及涉网技术设备（AGC、AVC）等应纳入调控机构运行管理，其选择、配置、技术性能和参数应达到国家及行业有关规定和安全性评价要求，其技术规范应满足接入电网安全稳定运行的要求，并按调控机构有关设备参数管理的规定执行。并网发电厂还应定期委托有资质的试验部门对涉网设备进行参数实测，由能源监管机构指定的认证部门进行认证，并及时向调控机构报送设备试验报告及技术资料。还应按照上级调控机构下发的母线等值等参数及时校核本厂保护定值，并将校核结果按期报送对应上级调控机构部门备案。要求当参数发生变化时，应及时报送相关调控机构重新进行备案。

第三十八条 调控机构按其管辖范围对并网发电厂继电保

护和安全自动装置，包括发电机组涉及机网协调的保护开展技术指导和管理工作的。

（一）对因并网发电厂继电保护和安全自动装置原因造成电网事故及电网稳定性和可靠性降低等情况，相关调控机构应按调度管辖范围组织有关单位进行调查分析，制定反事故措施，并监督实施。

（二）并网发电厂应按国家、地方、行业标准和有关规定开展继电保护专业技术监督工作，并定期向相关调控机构报告本单位继电保护技术监督情况，对发现的重大问题及时上报并进行整改。未开展技术监督工作或重大问题未整改者，按 10 分/月考核。

（三）并网发电厂应积极配合电网企业进行继电保护及安全自动装置的技术改造，对到达更换年限或不满足运行要求的继电保护及安全自动装置应及时更换。技术改造的继电保护及安全自动装置应符合国家、行业的标准和调控机构有关规程规定。设备未按期改造，按 30 分/次考核。不满足规程规定的，不予投入运行。

（四）按调控机构继电保护运行管理有关要求，并网发电厂应定期开展设备运行分析和评价，并填报保护及安全自动装置设备台账及动作报表等信息。未按要求开展保护及安全自动装置运行分析评价者，按 10 分/次考核；未按时报送保护设备及其动作信息者，按 10 分/月考核。

（五）风力及太阳能发电站继电保护配置及整定应符合 GB/T32900、DL/T1631 及相关规定，站内涉网保护定值应与电

网保护定值相配合，满足电网运行要求。

(六) 110kV 及以上升压站应配置故障录波器，发电厂保护及录波信息管理系统应随一次设备同步投入运行。对不满足要求的或厂站端信息不能及时、可靠上传的，应限期整改。未按要求进行整改的，每项每天按并网发电厂全厂容量 0.1 分/万千瓦考核。

(七) 风力及太阳能发电站应具备快速切除站内汇集系统单相故障的保护措施，110kV 及以上风力及太阳能发电站的升压站汇集母线应配置母线保护。对不满足要求的，限期整改。未按要求进行整改的，每项每天按并网发电厂全厂容量 0.1 分/万千瓦考核。

第三十九条 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置，包括发电机组涉及机网协调的保护的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理应按照调度规程执行。调控机构按其调度管辖范围对并网发电厂继电保护和安全自动装置运行工作进行如下考核：

(一) 并网发电厂主要继电保护和安全自动装置(风力及太阳能发电站升压站继电保护)不正确动作，每次按并网发电厂全厂容量 1 分/万千瓦考核；造成电网事故的，每次按并网发电厂全厂容量 3 分/万千瓦考核。

(二) 并网发电厂继电保护和安全自动装置应正确投退，未正确投退者按每次 1 分/万千瓦考核。因未正确投退等原因，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作，每次按并网发电厂全厂容量 5 分/万千瓦考核。

(三) 并网发电厂不能提供完整的故障录波数据影响电网事故调查, 每次按并网发电厂全厂容量 0.5 分/万千瓦考核。

(四) 并网发电厂未按要求时间完成现场继电保护和安全自动装置定值整定或在 24 小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷, 每次按并网发电厂全厂容量 0.2 分/万千瓦考核, 同时按并网发电厂全厂容量 0.1 分/万千瓦每天对超时时间进行考核。

(五) 并网发电厂未按计划完成继电保护和安全自动装置隐患排查整改, 超过计划时间的每天按全厂容量 0.1 分/万千瓦考核。

第四十条 调控机构按其管辖范围对并网发电厂通信设备开展技术指导和管理工作。

(一) 并网发电厂通信设备的配置及运行维护应满足调控机构有关规程和规定。

(二) 并网发电厂至电网之间的通信系统应满足: 同一条 220kV 及以上线路的两套继电保护和同一系统的有主/备关系的两套安全自动装置通道应由两套独立的通信传输设备分别提供, 并分别由两套独立的通信电源供电, 重要线路保护及安全自动装置通道应具备两条独立的路由, 满足“双设备、双电源、双路由”的要求。

(三) 并网发电厂至电网调控机构的调度交换业务及调度自动化实时业务信息的传输应具有两条不同路由的通信通道(主/备双通道)。

(四) 并网发电厂应按调控机构要求完成调度管辖范围内

通信设备的运行维护、方式执行、缺陷处理及重大问题整改。

(五) 因并网发电厂原因造成通信故障时, 应按相应调控机构的通信设备应急预案进行处理和抢修。故障处理完成后, 并网发电厂应及时提交故障处理报告。

(六) 并网发电厂应落实电厂通信系统的运维责任, 可自建班组或委托其他具备资质的单位开展运维工作, 确保电厂通信系统安全稳定运行。

(七) 调控机构按其调度管辖范围对并网发电厂进行如下考核:

1. 由于并网发电厂通信原因, 引起继电保护或安全自动装置误动、拒动, 造成电网事故, 或造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大, 每次按全厂容量 5 分/万千瓦考核。

2. 未明确落实通信运维责任的, 每发现一次按全厂容量 3 分/万千瓦考核。

3. 未按照电网调控机构要求按时完成通信系统改造及问题整改的, 每月按全厂容量 3 分/万千瓦考核。

4. 由于并网发电厂通信原因, 造成并网发电厂通信出现下列情形的, 每次按全厂容量 10 分/万千瓦考核。

(1) 并网发电厂的调度电话业务、调度数据网业务及实时专线通信业务全部中断;

(2) 造成线路一套主保护的通信通道全部不可用, 且持续时间 8 小时以上;

(3) 一套安全自动装置的通信通道全部不可用, 且持续时间 72 小时以上;

(4) 承载 220 千伏以上线路保护、安全自动装置或省级以上电力调度控制中心调度电话业务、调度数据网业务的通信光缆故障，且持续时间 8 小时以上；

(5) 机房不间断电源系统、直流电源系统故障，造成通信机房中的自动化、信息或通信设备失电，且持续时间 24 小时以上。

5. 由于并网发电厂通信原因，造成并网发电厂通信出现下列情形的，每次按全厂容量 5 分/万千瓦考核。

(1) 并网发电厂的调度电话业务或调度数据网业务全部中断；

(2) 承载 220 千伏以上线路保护、安全自动装置或省级以上电力调度控制中心调度电话业务、调度数据网业务的通信光缆纤芯或电缆线路故障，且持续时间 8 小时以上；

(3) 机房不间断电源系统、直流电源系统故障，造成自动化、信息或通信设备失电；

(4) 调度交换录音系统故障，造成 7 天以上数据丢失或影响电网事故调查处理。

第四十一条 调控机构按其管辖范围对并网发电厂自动化设备开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂应满足《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》(国家发改委 14 号令)和《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36 号)的要求，在生产控制大区与广域网的纵向连接处部署经过国家制定部门认证的电力专用

纵向加密装置或者加密认证网关及相应设备，实现双向身份认证、数据加密和访问控制，确保并网发电厂二次系统的安全。

(二) 并网发电厂的自动化系统和设备应同时通过两级调度数据网接入相应调控机构主站系统，满足双通道要求。电厂端接入的各类自动化信息(远动、PMU、电量等)应满足调控机构对接入信息的要求。并网发电厂自动化系统和设备应采用发电厂直流系统所提供的直流或逆变的交流供电，或者配置容量满足要求的独立 UPS 电源，自动化设备应配置双电源模块，且供电电源来自两路不同不间断电源，不满足要求按并网发电厂全厂容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦每天考核。

(三) 并网发电厂自动化系统和设备故障时，应按相应调控机构自动化设备运行管理规程进行处理和抢修。故障处理完成后 3 日内，并网发电厂未向相关调控机构提交故障报告，按 2 分/天考核。

(四) 调控机构按其调度管辖范围对并网发电厂进行如下考核：

1. 并网发电厂应向调控机构准确、实时、完整传送要求的调度自动化信息和网络安全监测信息，未按要求进行整改的，每项每天按并网发电厂全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。对调控机构下发的指令不执行的，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。

2. 并网发电厂处于安全区 I、II 的业务系统的安全防护应满足国家有关规定和相应调控机构的具体要求。电厂未设置电力监控系统安全防护专职管理人员的，按 10 分/月考核。并网

发电厂违规造成监控系统生产控制大区与互联网联通的，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 20$ 分/万千瓦考核；监控系统内部安全分区、安防边界不完善造成生产控制大区和管理信息大区互联的，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 5$ 分/万千瓦考核；并网发电厂安全防护方案未报送调控机构的，按50分/月考核；网络结构与安全防护方案不一致的，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 3$ 分/万千瓦考核；未按照要求定期开展电力监控系统安全评估，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 2$ 分/万千瓦考核；存在使用被国家通报存在重大安全漏洞的软、硬件设备，操作系统未采取加固措施存在高危漏洞或用户帐户及密码设置不符合要求的按2分/次考核。由于并网发电厂原因存在不符合安全访问策略事件或被调控机构监测到紧急告警，按10分/次考核。由于并网发电厂电力监控系统安全防护原因造成电网事故，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 50$ 分/万千瓦考核。应配备电力专用纵向加密装置和网络安全监测装置而未配备装置者，按并网发电厂全厂容量 $\times 1$ 分/月考核。

3. 事故时遥信误动、拒动，每次按并网发电厂全厂容量1分/万千瓦考核；正常运行时遥信频繁误动，每次按并网发电厂全厂容量0.1分/万千瓦考核。

4. 遥测月合格率、遥信月合格率低于99.5%时，每降低1%按并网发电厂全厂容量1分/万千瓦考核。

5. 发电厂自动化系统和设备原因造成量测数据跳变、实时数据长时间不刷新或错误的，按并网发电厂全厂容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦每天考核。

6. 发电厂 PMU 中断或 PMU 量测数据存在缺陷，按并网发电厂全厂容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦每天考核。电网事故时并网发电厂未能正确提供 PMU 量测数据影响事故分析的，每次按并网发电厂全厂容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。

7. 发电厂电能量采集终端中断或电量数据存在缺陷，按并网发电厂全厂容量 $\times 0.3$ 分/万千瓦每天考核。

8. 并网发电厂的纵向加密装置退出密通状态或未经调控机构许可私自关机或旁路时，按 3 分/天考核。

第四十二条 调控机构按其管辖范围对并网发电厂励磁系统和 PSS 装置开展技术指导和管理工作。

(一) 并网发电厂的励磁系统和 PSS 装置的各项技术性能参数应达到《大型汽轮发电机交流励磁系统技术条件》(DL/T843)等国家和行业有关标准的要求。调控机构有权督促并网发电厂进行相关试验。

(二) 并网发电厂单机 200MW (其中青海、新疆 100MW)及以上火电机组和单机 40MW 及以上水电机组应配置 PSS 装置，并网发电厂其他机组应根据西北电网稳定运行的需要配置 PSS 装置。

(三) 调控机构按其调度管辖范围对并网发电厂进行如下考核：

1. 按要求应配置 PSS 装置的并网发电厂未配置 PSS 装置，按全厂容量 1 分/万千瓦每月考核。

2. 发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 可投运率应达到 100%，每降低 1%按机组容量 0.5 分/万千瓦每月考核。

3. 强励倍数不小于 1.8 倍，否则，按机组容量 1 分/万千瓦考核。

第四十三条 调控机构按其管辖范围对并网发电厂调速系统开展技术指导和管理工作的。

并网发电厂的发电机组调速系统的各项技术性能参数应达到《汽轮机电液调节系统性能验收导则》(DL/T824-2002)、《水轮机电液调节系统及装置基本技术规程》(DL/T563-1995)等国家和行业有关标准的要求。调度机构有权督促并网发电厂进行相关试验。不满足相关要求的，按每项 10 分/万千瓦每月考核。

第四十四条 调控机构按其管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备应及时消除设备的缺陷和安全隐患，确保设备的遮断容量等性能达到电力行业规程要求。若不能达到要求，并网发电厂应按调控机构的要求限期整改，未按期整改的并网发电厂每月按并网发电厂全厂容量 2 分/万千瓦。

(二) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备外绝缘爬距应与所在地区污秽等级相适应，不满足污秽等级要求的应予以调整，受条件限制不能调整的应采取其它的防污闪措施。

(三) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备的接地装置应根据地区短路容量的变化，校核其(包括设备接地引下线)热稳定容量。对于升压站中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地的系统，必须按异点两相接地校核接地装置的热稳定容量。

(四) 并网发电厂升压站主变中性点接地方式应满足调控机构的要求。

(五) 调控机构按其调度管辖范围对并网发电厂进行如下考核:

并网发电厂高压侧或升压站电气设备预试完成率为 100%，影响设备正常运行的重大缺陷的消缺率为 100%。若以上指标每降低 1%，按并网发电厂全厂容量 1 分/万千瓦考核。

第四十五条 调控机构按其管辖范围对并网水电厂水库调度开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业有关规定和调度规程有关规定的要求。调控机构按照调度管辖范围负责水库调度运行管理和考核工作。

(二) 并网水电厂应做好水调自动化系统（或水情测报系统）的建设管理工作，并保证系统（及相关通信通道）安全、稳定、可靠，并网水电厂应按规定向调度机构报送水情信息及水务计算结果，并保证传送或转发信息的完整性、准确性、可靠性，未按要求进行信息上报的电厂，每次按该电厂全厂容量*2 分/万千瓦考核。

(三) 并网水电厂应按调度机构的规定及时上报周、旬、月、年报告及总结，并在发生重大水库调度事件后，及时上报事故报告，对未按要求完成上报的电厂，按照 50 分/次考核，若因电厂未及时上报水库调度事件造成影响安全的其它后果，按 500 分/次考核。

第四十六条 本章条款中不足 1 天按 1 天计，不足 1%的按

1%计。

第六章 考核实施

第四十七条 新能源汇集站的考核，由汇集站各个业主按照接入该汇集站的装机容量比例分摊。

第四十八条 考核的基本原则：全网统一评价标准；按月度以省（区）为单位分别考核；同一事件适用于不同条款的考核取考核分数最大的一款。

第四十九条 各级电力调控机构负责其直调发电厂及所属地区调度调管电厂的并网运行管理考核评分工作。

第五十条 发电厂并网运行管理考核分值折算为电费，每分对应金额均为 1000 元，全部用于辅助服务补偿。考核统计及结算依据《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》相关规定执行。

第七章 监督与管理

第五十一条 电力调控机构、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。信息披露应当采用网站、会议、简报等多种形式，季度、年度信息披露应当发布书面材料。

第五十二条 各级电力调控机构应每季度总结分析并网运行考核开展情况，并于下季度首月 20 日前书面报属地能源监管

机构。

第五十三条 各级电力调控机构应建立相应的考核技术支持系统，并网发电厂建设相应配套设施以保证考核顺利实施。

第五十四条 并网发电厂与电力调控机构、电网企业之间因并网考核、统计及结算等情况存在争议的，由能源监管机构依法进行调解和裁决。其中，并网发电厂与区域电力调控机构之间存在争议的，由区域能源监管机构依法进行调解和裁决。

第五十五条 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并网考核情况进行现场检查，电力调控机构、电网企业、并网发电厂应予以配合。现场检查措施包括：

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；

查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、销毁的文件、资料予以封存；

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。

第五十六条 电力调控机构、电网经营企业、并网发电厂违反有关规定的，能源监管机构应依法查处并予以记录，造成重大损失和重大影响的，能源监管机构可以处罚并对相关单位的主管人员和直接责任人员提出处理意见和建议。

第八章 附 则

第五十七条 本细则中涉及到的各种违规情况考核，不作为

减免当事人法律责任的依据。

第五十八条 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

第五十九条 本细则由国家能源局西北监管局根据实际运行情况及时修订。

第六十条 本细则自 2019 年 1 月 1 日起执行。原执行的《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》（西电监办〔2015〕28 号）同时废止。

附件 2

西北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 为保障西北电力系统安全、优质、经济运行，规范西北区域并网发电厂辅助服务管理，维护电力企业合法权益，促进电网和发电企业协调发展，根据《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）和国家有关法律法规，结合西北电力系统实际，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，由并网发电厂提供的服务，包括：调频、调峰、自动发电控制（AGC）、无功调节、自动电压控制（AVC）、备用、黑启动等。

第三条 本细则适用于西北区域省级及以上电力调控机构直调的发电厂（含并网自备发电厂）和由地调直调的风电、光伏、装机容量 50MW 及以上的水电站。地调电网内的其它发电厂并网运行管理参照本实施细则执行。自备电厂有上网电量的以上网电量部分承担辅助服务费用。新建并网机组通过整套启动试运行后纳入本细则管理。网留电厂暂不参加补偿与分摊。

第四条 西北区域能源监管机构依法对辅助服务调用、考核和补偿情况实施监管。电力调控机构在能源监管机构的授权下按照调度管辖范围具体实施辅助服务管理统计分析等工作。

第二章 定义和分类

第五条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第六条 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，包括基本调峰、基本无功调节。

（一）基本调峰：发电机组在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调节速率进行的发电机组出力调整所提供的服务。

纯凝火电机组和非供热期的热电机组基本调峰能力应不小于50%额定出力，供热期的热电机组基本调峰范围在能源监管机构核准后确定，燃气机组和水电机组基本调峰范围100%-0额定出力。风电、光伏、生物质发电等可再生能源机组在电网安全和供热受到影响时，应通过购买辅助服务等方式适当参与调峰。

（二）基本无功调节：火电、水电机组在发电工况时，在迟相功率因数0.85至1范围内向电力系统发出无功功率或在进相功率因数0.97至1范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。风电场风电机组、光伏电站并网逆变器在发电工况时，在迟相功率因数0.95至1范围内向电力系统发出无功功率或在进相功率因数0.95至1范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第七条 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，包括一次调频、有偿调峰、自动发电控

制（AGC）、自动电压控制（AVC）、旋转备用、调停备用、有偿无功调节和黑启动等。

（一）一次调频：当电力系统频率偏离目标频率时，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。由于目前西北电网机组一次调频性能差异较大，承担该项服务义务不均，为改善全网频率质量，促进发电厂加强一次调频管理，将一次调频确定为有偿服务。

（二）自动发电控制（AGC）：当发电机组在规定的出力调整范围内，跟踪调度自动控制指令，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。

（三）自动电压控制（AVC）：在自动装置的作用下，发电厂的无功出力、变电站和用户的无功补偿设备以及变压器的分接头根据电力调度指令进行自动闭环调整，使全网达到最优的无功和电压控制的过程。本办法规定的自动电压控制（AVC）服务仅指发电机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，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（四）有偿无功调节：火电、水电机组在迟相功率因数小于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于 0.97 的情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出无功功率所提供的服务。风电场风电机组、光伏电站并网逆变器在迟相功率因数小于 0.95 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于

0.95 的情况下从电力系统吸收无功功率，以及风电场风电机组、光伏电站并网逆变器在调相工况运行时向电力系统发出无功功率所提供的服务。

（五）有偿调峰分为深度调峰和启停调峰：深度调峰是指燃煤火电机组有功出力在其额定容量 50%以下的调峰运行方式。启停调峰指并网发电机组由于电网调峰需要而停机（电厂申请低谷消缺除外），并在 72 小时内再度开启的调峰方式。

（六）旋转备用：是指为了保证可靠供电，电力调控机构指定的并网机组通过预留发电容量所提供的服务，且必须能够实时调用。

（七）调停备用：燃煤发电机组按电力调度指令要求超过 72 小时的调停备用。

（八）黑启动：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、自维持或快速切负荷（FCB）能力的发电机组（厂）所提供的恢复系统供电的服务。

（九）稳控装置切机服务：因系统原因在发电厂设置的稳控装置正确动作切机后应予以补偿。

第八条 对于机组因供热、防冻等要求造成被迫开机的情况，将一律不参与调峰和备用补偿。

第三章 提供与调用

第九条 并网发电厂有义务提供辅助服务，且应履行以下职责：

(一) 负责厂内设备的运行维护，确保具备提供符合规定技术标准要求的辅助服务的能力。

(二) 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。

(三) 配合完成参数校核，并认真履行辅助服务考核和补偿结果。

(四) 根据电力调度指令提供辅助服务。

(五) 并网发电厂应按要求委托具备国家认证资质的机构测试发电机组性能参数和辅助服务能力，测试结果报能源监管机构和电力调控机构备案。

第十条 为保证电力系统平衡和安全，辅助服务的调用遵循“按需调用”的原则，由电力调控机构根据发电机组特性和电网情况，合理安排发电机组承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

第十一条 电力调控机构调用并网发电厂提供辅助服务时，应履行以下职责：

(一) 根据电网情况、安全导则、调度规程，根据“按需调用”的原则组织、安排辅助服务。

(二) 根据相关技术标准和管理办法对并网发电厂辅助服务执行情况进行记录和计量，统计考核和补偿的情况。

(三) 定期公布辅助服务调用、考核及补偿统计等情况。

(四) 及时答复并网发电企业的问询。

(五) 定期将辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送能源监管机构。

第四章 考核与补偿

第十二条 对基本辅助服务不进行补偿，对提供的有偿辅助服务进行适当补偿。当并网发电厂因其自身原因不能提供基本辅助服务时需接受考核；当并网发电厂因其自身原因不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受考核，具体考核办法见《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十三条 对有偿辅助服务的补偿，实行打分制，按照分值计算相应补偿费用。

第十四条 一次调频服务补偿：

（一）并网同步发电机组一次调频服务补偿按照一次调频月度动作积分电量进行补偿。并网同步发电机组一次调频服务补偿按照一次调频月度动作积分电量 150 分/万千瓦时补偿。

一次调频月度动作积分电量：电网频率超出 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ （水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算）时起到恢复至 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ （水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算）时止，实际发电出力与起始实际发电出力之差的积分电量，高频少发或低频多发电量为正值，反之，高频多发或低频少发电量为负值。一次调频月度动作积分电量为当月每一次电网频率超出 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ （水电机组按 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 计算）时一次调频电量的代数和。

（二）新能源场站一次调频服务补偿按照场站改造成本、月度一次调频实际贡献原则进行补偿。

第十五条 有偿调峰服务补偿

(一) 深度调峰根据机组实际发电出力确定。由于发电机组自身原因造成出力低于基本调峰下限的不予补偿。深度调峰计量以发电机组为单位。

(二) 提供深度调峰服务的燃煤火电机组，按照比基本调峰少发的电量补偿。少发电量的具体计算公式为：

$$W = \int (K_B P_N - P) dt \quad (K_B P_N > P)$$

其中： K_B 为基本调峰系数 50%；

P_N 为机组额定容量；

P 为机组实际有功出力。

火电机组按少发电量每万千瓦时补偿 3 分。

(三) 常规燃煤发电机组按调度指令要求在 72 小时内完成启停调峰，每次按 20 分/万千瓦补偿；燃气机组按调度指令要求完成启停调峰，每次按 10 分/万千瓦补偿；水电机组按调度指令要求启停机，每次按 0.2 分/万千瓦补偿。

(四) 已实施辅助服务市场化的省（区）按照市场规则执行，不再依据此条进行补偿。

第十六条 旋转备用服务补偿

(一) 对火电（含供热期经调峰能力核定后的热发电机组）以及承担西北电网系统备用的水电机组提供旋转备用进行补偿。

(二) 火电机组旋转备用供应量定义为：因电力系统需要，当发电机组实际出力低于最大可调出力、高于 50% 额定出力时，最大可调出力减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分电量，按照以下标准补偿：

1. 机组实际出力大于 70%额定出力，低于最大可调出力的，燃煤火电机组按 0.07 分/万千瓦时补偿。

2. 机组实际出力大于 50%额定出力，低于 70%额定出力的，燃煤火电机组按 0.35 分/万千瓦时补偿。

（三）经调峰能力核定后的热电机组旋转备用供应量定义为：因电力系统需要，当发电机组供热期实际出力低于核定的调峰能力上限（若电厂上报上限高于核定上限，以上报上限为准）、高于 50%额定出力时，其调峰能力上限减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分电量，按 0.07 分/万千瓦时补偿。

（四）燃气、水电机组实际出力低于 70%额定出力时，额定出力的 70%减去机组实际出力的差值在该时间段内的积分，按 0.01 分/万千瓦时补偿。

（五）并网发电机组运行当日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。

第十七条 自动发电控制（AGC）服务补偿，AGC 补偿可按机组计量也可按电厂计量；

（一）可用率补偿：月可用率达到 98%以上，每提高 1%补偿 1 分/万千瓦。

（二）调节容量补偿：

火电机组 AGC 单机模式下：调节容量补偿应按日统计 AGC 机组在 AGC 指令下的实际最大出力和最小出力，计算调节容量，按 0.2 分/万千瓦补偿；全厂模式下：调节容量补偿应按日统计投入厂级 AGC 的所有机组在 AGC 指令下的实际最大总出力和最小总出力，计算调节容量，按 0.2 分/万千瓦补偿。

水电机组 AGC 单机模式下：调节容量补偿应按日统计 AGC 机组在 AGC 指令下的实际最大出力和最小出力，计算调节容量，按 0.1 分/万千瓦补偿；全厂模式下：调节容量补偿应按日统计投入厂级 AGC 的所有机组在 AGC 指令下的实际最大总出力和最小总出力，计算调节容量，按 0.1 分/万千瓦补偿。

（三）贡献电量合格率补偿：

火电机组：贡献电量合格率补偿=火电贡献合格率 × 6 分/万千瓦。

水电机组：贡献电量合格率补偿=水电贡献合格率 × 1 分/万千瓦。

其中，贡献电量合格率是指按月统计机组 AGC 历次下发指令期间实际贡献电量累积值与理论贡献电量累积值（即每次贡献电量代数和）的比率。实际贡献电量是指 AGC 每次下发调整指令期间实际功率与初始功率之差的积分值。理论贡献电量是指在调节速率为标准速率的前提下，AGC 每次下发调整指令期间实际功率与初始功率之差的积分值（计算贡献电量时，实际功率与 AGC 指令目标功率同向为正，反向为负）

（四）免补偿条款

若常规电源因 AGC 设备优化或按照调控机构要求进行 AGC 相关性能试验的，试验期间给予免补偿；

第十八条 自动电压控制（AVC）

（一）水电、火电 AVC 补偿按机组计量，风电场、光伏电站 AVC 补偿按场站计量。

（二）水电、火电装设 AVC 装置的机组，若 AVC 投运率达

到 98%以上,且 AVC 调节合格率达到 99%以上,按补偿电量 0.01 分/万千瓦时补偿。装设 AVC 装置的风电场、光伏电站,若 AVC 投运率达到 98%以上,且 AVC 调节合格率达到 95%以上,按补偿电量 0.01 分/万千瓦时补偿。

水电、火电机组补偿电量= $(K - 99\%) \times P_N \times t$

其中: K 为机组实际 AVC 调节合格率;

P_N 为机组容量(万千瓦);

t 为机组 AVC 投运时间,单位为小时。

风电场、光伏电站补偿电量= $(K - 95\%) \times P_N \times t$

其中, K 为风电场、光伏电站实际 AVC 调节合格率;

P_N 为风电场、光伏电站容量(万千瓦);

t 为风电场、光伏电站 AVC 投运时间,单位为小时。

(三)水电、火电上述各项补偿分数不大于 10 分/万千瓦,风电场、光伏电站上述各项补偿分数不大于 5 分/万千瓦。

第十九条 有偿无功服务补偿

(一)根据调度指令,发电机组通过提供必要的有偿无功服务保障电厂母线电压满足要求,或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时,水电、火电机组按比迟相功率因数 0.85 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.97 多吸收的无功电量,以及机组调相运行时发出的无功电量补偿;风电场风电机组、光伏电站并网逆变器按比迟相功率因数 0.95 多发出的无功电量或比进相功率因数 0.95 多吸收的无功电量,以及风电场风电机组、光伏电站并网逆变器调相运行

时发出的无功电量补偿。

(二) 水电、火电机组无功电量的具体计算公式为：

$$\begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (|Q - P \tan(\cos^{-1}(0.85))|) dt & \cos \varphi < 0.85; Q > 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} (|Q - P \tan(\cos^{-1}(0.97))|) dt & \cos \varphi < 0.97; Q < 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} |Q| dt & P = 0 \end{cases}$$

其中：P 为机组有功出力；

Q 为无功出力。

积分开始及结束时间 t1、t2 以电网调度控制系统数据及相关运行记录为准。

(三) 风电场风电机组、光伏电站并网逆变器无功电量的具体计算公式为：

$$\begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (|Q - P \tan(\cos^{-1}(0.95))|) dt & \cos \varphi < 0.95; Q > 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} (|Q - P \tan(\cos^{-1}(0.95))|) dt & \cos \varphi < 0.95; Q < 0 \\ \int_{t_1}^{t_2} |Q| dt & P = 0 \end{cases}$$

其中：P 为风电场、光伏电站有功出力；

Q 为无功出力。

积分开始及结束时间 t1、t2 以电网调度控制系统数据及相关运行记录为准。

(四) 火电机组按 1 分/万千乏时补偿；水电机组按 0.5 分/万千乏时补偿；风电场、光伏电站按 1 分/万千乏时补偿。

(五) 每月补偿分数最高不大于 10 分/万千瓦。

第二十条 调停备用服务补偿

燃煤发电机组在停机备用期间，每天按 1 分/万千瓦补偿，最多补偿 7 天。

已实施辅助服务市场化的省（区）按照市场规则执行，不再依据此条进行补偿。

第二十一条 黑启动服务补偿

（一）黑启动服务用于补偿弥补发电机组用于黑启动服务改造新增的投资成本、维护费用以及每年用于黑启动测试和人员培训的费用。

（二）具备自启动、自维持或快速切负荷（FCB）能力的发电机组应自行申报并提交具备国家认证资质机构黑启动能力检验报告，并且每年做一次黑启动实验，经电力调控机构认可，并报能源监管机构备案。对调控机构按照电网结构指定的黑启动机组按水电机组每月 1 分/万千瓦，火电机组每月 2 分/万千瓦，全厂最高 300 分/月补偿。待条件具备后以市场竞价方式确定黑启动服务。

第二十二条 稳控装置切机补偿

（一）区域稳控装置动作减出力或切机后，按每次补偿 40 分/万千瓦。为提升本电厂送出能力的稳控装置所切机组不予补偿。

（二）对于纳入跨区超特高压直流安全稳定控制系统切机范围、且非直流配套电源的发电厂、新能源场站，若有新增安控装置，则按照新投运的安全自动装置套数，一次性给予 300 分/套的补偿。若在原有安控装置进行改造，则按照改造的套数，

一次性给予 30 分/套的补偿。

第五章 计量与结算

第二十三条 电力调控机构负责对并网运行管理及辅助服务调用的情况进行计量，以电力调控机构和发电厂共同认可的计量数据及调度记录等为准。

计量数据包括电能计量装置的数据、电力调控机构的调度自动化系统记录的发电负荷指令、实际有功（无功）出力、日发电计划曲线、电压曲线、电网频率等。

第二十四条 电力调控机构负责组织各有关电力企业建设相应技术支持系统。技术支持系统主站设在电力调控机构，进行计量、统计等，并据此进行相关结算。发电企业应设立子站，进行查询与信息反馈。

第二十五条 遵循专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则，全网统一标准，按调管范围对辅助服务调用情况进行统计、计算，分省平衡、结算。

第二十六条 辅助服务补偿费用主要来源于以下方面：全部并网运行管理考核费用；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规定的其他资金。上述费用减去辅助服务补偿所需总金额的差额部分由各省（区）内发电企业按照上网电量的比例进行分摊。

计算公式如下：

第 i 个电厂需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}i} = R_{\text{总分摊}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

其中， $R_{\text{总分摊}}$ 等于月度辅助服务补偿所需费用差额；

F_i 为第 i 个电厂月度上网电量；

N 为当月上网发电厂的总数。

辅助服务补偿所需总费用与并网运行管理考核总费用依照并网发电企业并网考核与辅助服务补偿分值计算，每分对应金额均为 1000 元。

则某并网发电企业结算金额 = $1000 \times (\Sigma \text{有偿辅助服务补偿分数} - \Sigma \text{并网运行管理考核分数}) + \text{分摊费用}$ 。

第二十七条 各级电力调控机构负责其直调发电厂（站）辅助服务补偿的评分工作。各省（区）电力调控中心负责本省（区）电网内全部发电厂（站）考核、补偿分值汇总和分摊计算工作。

各省（区）调控机构将本省（区）电网内各电厂的并网运行管理考核分、辅助服务补偿分以及纳入辅助服务补偿的发电机组调试运行期差额资金等按照第二十六条规定合并计算出各电厂考核补偿结算金额。

第二十八条 考核补偿结算金额按月统计，在下月电费结算中兑现，月结月清，过期不追溯。当月上网电量不足扣罚考核电量，剩余部分记账顺延至次月结算，年度结清。

第六章 监督与管理

第二十九条 电力调控机构、电网经营企业、并网发电厂应

按照能源监管机构的要求报送相关信息资料。电力调控机构、电网经营企业按规定向并网发电厂披露相关信息。信息披露应当采用网站、会议、简报等多种形式，季度、年度信息披露应当发布书面材料。

第三十条 各级电力调控机构负责其直调发电厂及所属地区调管电厂的辅助服务补偿评分工作，并于每月第3个工作日前向并网发电厂披露上月各直调电厂及所属地区调管电厂并网考核与辅助服务补偿情况明细。并网发电厂对考核和补偿情况如有疑义，应在公布后2个工作日内向相应电力调控机构提出复核。电力调控机构经核查后，在接到问询的2个工作日内予以答复。并网发电厂经与调控机构协商后仍有争议的，可向属地能源监管机构提出申诉裁决。

第三十一条 西北电力调控机构应于每月第7个工作日前将上月所调管电厂并网考核与辅助服务补偿情况和明细报西北能源监管局，经西北能源监管局审核后，由各省（区）电力调控机构负责对辖区内所有电厂进行统一分摊计算。

第三十二条 各省（区）电力调控机构于每月第15个工作日前将上月本省（区）电网内发电厂运行管理考核与辅助服务补偿情况和明细（含各电厂当月考核补偿项目内容、分值计算及全网各考核补偿项目情况）以正式文件和电子版本形式报属地能源监管机构审核。各属地能源监管机构于每月第20个工作日前公布上月发电厂并网运行管理考核结果。各省（区）电力公司应于次月底前在厂网电费结算中予以兑现。

第三十三条 各级电力调控机构应每季度总结分析辅助服

务补偿开展情况,并于下季度首月 20 日前书面报属地能源监管机构。

第三十四条 并网发电厂与电力调控机构、电网经营企业之间因辅助服务调用、统计及结算等情况存在争议的,由能源监管机构依法进行调解和裁决。其中,并网发电厂与区域电力调控机构之间存在争议的,由区域能源监管机构依法进行调解和裁决。

第三十五条 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补偿情况进行现场检查,电力调控机构、电网企业、并网发电厂应予以配合。现场检查措施包括:

(一) 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;

(二) 查阅、复制与检查事项有关的文件、资料,对可能被转移、隐匿、销毁的文件、资料予以封存;

(三) 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。

第三十六条 电力调控机构、电网企业、并网发电厂违反有关规定的,能源监管机构应依法查处并予以记录,造成重大损失和重大影响的,能源监管机构可以处罚并对相关单位的主管人员和直接责任人员提出处理意见和建议。

第七章 附 则

第三十七条 本细则由国家能源局西北监管局负责解释。

第三十八条 本细则由国家能源局西北监管局根据实际运行情况及时修订。

第三十九条 本细则自 2019 年 1 月 1 日起执行。原执行的《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（西电监办〔2015〕28 号）同时废止。

