

国家能源局华北监管局文件

华北监能市场〔2019〕254号

华北能源监管局关于印发 华北区域并网发电厂“两个细则” (2019年修订版)的通知

国家电网华北分部，国网北京市、天津市、河北省、冀北电力公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司，华北区域主要发电集团公司，新能源企业：

华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则（简称“两个细则”）自2009年启动试运行以来，有效激发了发电企业主动提升并网运行水平，积极提供辅助服务。为了进一步提升“两个细则”的科学性和公平性，适应电网运行的新特点，今年4月份起，我局组织相关单位对“两个细则”进行了全面修订，经公开征求意见和研究审议，现予印发。此次修订印发的“两个细

则”包括《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》《华北区域风电场并网运行管理实施细则》《华北区域光伏电站并网运行管理实施细则》，自2019年10月1日起施行，原细则及补充修订条款同时废止。

执行中的工作要求如下：

一、有关电网企业要进一步加强对“两个细则”运行与考核管理。落实电力“三公”调度，规范免考核管理，做好相关数据在调度信息系统的公示工作，加强技术支持平台系统建设，合理安排发电企业相关调试，确保“两个细则”修订条款顺利执行。工作中请及时反馈各方意见和建议。

二、华北区域各发电企业要深入掌握“两个细则”修订条款内容并认真执行。要不断深入研究，优化机组性能，提高设备运行管理水平，适应电网运行需求。

三、落实“两个细则”要在确保机组运行可靠、保障电网安全运行的前提下开展，严防生产安全事故和电力安全事故发生。

执行中如遇重大问题，及时报告我局。

国家能源局华北监管局

2019年9月25日

华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则 (2019年修订版)

第一章 总则

第一条 为保障电力系统安全、优质、经济运行，规范华北区域辅助服务管理，根据《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）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，由并网发电厂提供的辅助服务，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）、旋转备用、黑启动等。

第三条 本细则适用于华北区域省级及以上电力调度机构直调的并网发电厂（包括并网自备发电厂）。地（市）、县电力调度机构及其直接调度的并网发电厂可参照执行。

第四条 国家能源局派出能源监管机构负责对辅助服务的调用、考核及补偿等情况实施监管。电力调度机构在国家能源局派出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的调用、考核和补偿情况统计等工作。

第二章 定义与分类

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，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节。

（一）一次调频是指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。

（二）基本调峰是指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、按照一定调节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。

火电机组的基本调峰标准应达到额定容量的 50%；水电机组的基本调峰标准应达到其额定容量的 100%；风电等清洁能源发电机组、供热火电机组在供热期间按能力提供基本调峰。

（三）基本无功调节是指发电机组在发电工况时，在迟相功率因数 0.8 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 范围内向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，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、黑启动。

（一）自动发电控制（AGC）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）有偿调峰是指发电机组按电力调度指令超过基本调
峰范围进行的深度调峰，以及发电机组启停机调峰（指机组在
停机 72 小时内再度开启发电或启动 72 小时内再度停机备用的
调峰方式）所提供的服务。如果调峰机组不能按照调度指令启
动并网，则取消调峰补偿，并按《华北区域发电厂并网运行管
理实施细则》第二十五条第三款“备用机组不能按调度指令并
网发电”进行考核。

（三）有偿无功调节是指发电机组在迟相功率因数小于
0.8 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 的情况下向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或吸收无功功率所提供的服
务。

（四）自动电压控制（AVC）是指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。

本细则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。

（五）旋转备用是指为了保证可靠供电，电力调度机构指
定的并网机组通过预留发电容量所提供的服务。旋转备用必须

在 10 分钟内能够调用。

(六) 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

第八条 并网发电厂有义务提供辅助服务，且所提供的辅助服务应达到规定标准。并网发电厂应履行以下职责：

(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) 负责厂内设备的运行维护，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。

第九条 辅助服务的调用遵循“按需调度”的原则，由电力调度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。

第十条 电力调度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“按需调度”的原则组织、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执行情况进行记录和计量、考核和补偿情况统计等工作。

(三)定期公布辅助服务调用、考核及补偿情况。

(四)及时答复发电企业的问询。

(五)定期对辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送国家能源局派出能源监管机构。

第四章 考核与补偿

第十一条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网发电厂因自身原因不能提供基本辅助服务时需接受考核。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《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十二条 有偿辅助服务的补偿原则

(一) AGC、有偿调峰按照社会平均容量成本及提供辅助服务而增加的成本，确定各自的补偿标准。

(二) 有偿无功按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护成本的原则，以提供有偿无功服务而增加的成本，确定其补偿标准。

(三) AVC 按投资成本、运行维护成本及提供 AVC 服务而增加的成本，确定其补偿标准。

(四) 黑启动依据投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用，确定其补偿标准。

(五) 旋转备用依据高峰时段发电厂提供的旋转备用损失的机会成本, 确定其补偿标准。

第十三条 有偿调峰服务补偿

(一) 有偿调峰服务按机组计量。

(二) 机组因提供深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量, 按照 250 元/MWh 进行补偿。

(三) 燃煤火电机组启停调峰补偿标准如下:

单机容量在 100MW 以下(含 100MW)的机组启停调峰一次, 按机组容量补偿 1000 元/MW。

单机容量在 100MW 以上的机组启停调峰一次, 按机组容量补偿 1500 元/MW。

(四) 燃气火电机组启停调峰一次, 按机组容量补偿 1000 元/MW, “二拖一”、“一拖一”工况转换的启停调峰容量, 按整套机组容量的一半计算。

(五) 水电机组启停调峰一次, 按机组容量补偿 7 元/MW。

第十四条 自动发电控制 (AGC) 服务补偿

(一) 自动发电控制 (AGC) 服务按机组计量。

(二) 发电机组提供 AGC 服务, 按可用时间及 AGC 服务贡献分别补偿:

1、AGC 可用时间补偿

装设 AGC 装置的机组, 如果 AGC 可用率达到 98%以上, 按 AGC 可用时间补偿 10 元/小时。AGC 可用时间补偿费用按月统计。

2、AGC 服务贡献补偿

装设 AGC 装置并且由相关电力调度机构 AGC 主站控制的机组，以参与系统 ACE 控制的程度进行区分，按调节深度和调节性能的乘积进行补偿。补偿费用按天统计。

(1) 日调节深度

日调节深度定义为每日调节量的总和，即：

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中 D_j 为机组第 j 次的调节深度， n 为日调节次数。

同时，当机组进行折返调节时，增加机组额定容量的 2% 到调节深度中去。

(2) 调节性能指标 K_{pd}

K_{pd} 为机组当天的调节性能指标，具体计算见《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》。

(3) AGC 服务贡献日补偿费用

$$\text{日补偿费用} = D \times [\ln(K_{pd}) + 1] \times YAGC$$

如果 $K_{pd} < e^{-1}$ 或 $[\ln(K_{pd}) + 1] < 0$ ，那么日补偿费用记为 0 元。

其中 YAGC 为 AGC 调节性能补偿标准，火电机组取 5 元/MW；水电机组取 2.5 元/MW。

(4) AGC 辅助服务贡献月补偿费用

机组全月 AGC 辅助服务贡献补偿费用为当月该机组每日 AGC 辅助服务贡献补偿费用之和。

第十五条 有偿无功服务补偿

(一) 有偿无功服务按机组计量。

(二) 根据电力调度指令，发电机组通过提供必要的有偿无功服务保证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，按发电机组比迟相功率因数 0.8 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，按照 30 元/MVarh 进行补偿。

(三) 发电机组在调相工况运行所提供的有偿无功服务，按如下办法补偿：

1、调相运行启停费用补偿

机组启停调相一次，按机组容量补偿 14 元/MW。

2、调相运行成本补偿

按发电机组容量及调相运行时间补偿。

补偿费用= $Y_{\text{调相}} \times P_N \times t_{\text{调相}}$

式中， P_N 为机组容量，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 15 元/MWh。

第十六条 自动电压控制（AVC）服务补偿

(一) 自动电压控制（AVC）服务按机组计量。

(二) 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 98%以上，按机组容量和投用时间补偿：

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

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。

第十七条 旋转备用服务补偿

（一）对高峰时段发电厂提供的旋转备用补偿；

（二）旋转备用根据电力调度机构安排日发电计划时，预留的旋转备用给予补偿；

（三）旋转备用容量按 10 元/MWh 补偿。

第十八条 春节期间农历腊月廿五至农历正月十五期间（包含首尾日期）因系统调峰停备的机组给予春节停备补偿，补偿标准为每日 50 元/MW。

第十九条 黑启动服务补偿

（一）电力调度机构应根据系统运行需要确定黑启动机组，并与黑启动机组所在并网发电厂签订黑启动技术协议，约定黑启动技术性能指标要求，包括黑启动机组的设备配置、机组响应时间等。

（二）对提供黑启动服务的水电厂暂按厂补偿，标准为 6000 元/天；火电厂暂按机组补偿，标准为每台 800 元/天，全厂最高不超过 2400 元/天。

（三）电力调度机构确定的黑启动机组报国家能源局华北监管局审核备案。

第五章 计量与结算

第二十条 电力调度机构负责辅助服务的计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据等。

第二十一条 电压、电网频率、实际有功（无功）出力和发电负荷指令按规定周期采样。电能量计量装置的数据按规定周期存储电量值。

第二十二条 按照专门记帐、收支平衡、适当补偿的原则，进行并网发电厂有偿辅助服务的补偿和结算。

第二十三条 并网发电厂有偿辅助服务补偿费用以省级及以上电网为单位，按照电费结算权对发电企业按月度分别结算。

对调度权与电费结算权不在同一电网的发电企业，由拥有该厂电费结算权的电网企业与拥有该厂调度权的电网企业，在下月两家电网企业间电费结算总额基础上加（减）该发电企业应获得（支付）的辅助服务补偿结算费用额度，按照结算关系开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第二十四条 有偿辅助服务补偿所需费用由发电厂按上网电费的比例分摊。

第 i 个电厂需要承担的分摊费用计算公式为：

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

式中， $R_{\text{总分摊}}$ 等于月度总辅助服务补偿费用；

F_i 为第 i 个电厂月度上网电费；

N 为当月上网发电电厂的总数。

电厂的上网电价以截止到当月最后一日的实际执行电价为基准参与计算。此后如出现电价调整，将不进行并网电厂分担费用的追溯计算。

第二十五条 发电厂有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂有偿辅助服务补偿费用减去当月该电厂有偿辅助服务分摊费用。

第二十六条 并网发电厂辅助服务补偿结算采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。发电厂在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务结算费用额度，按照结算关系向相应网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第六章 监督与管理

第二十七条 电力调度机构应建立并网发电厂辅助服务管理技术支持系统，并将信息接入国家能源局派出能源监管机构的监管信息系统。

第二十八条 国家能源局派出能源监管机构负责组织或委托有资质单位，审核并网发电机组性能参数和辅助服务能力。任何单位不得擅自篡改一次调频、AGC 投/退信号及有关量测数据，对于弄虚作假，擅自篡改信号或数据的，由国家能源

局派出能源监管机构进行处罚。

第二十九条 每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构将上月并网发电厂辅助服务调用、考核和补偿的初步统计情况在其“三公”门户网站上披露。

第三十条 并网发电厂对统计情况有疑义，应在每月 15 日前向相关电力调度机构提出复核。电力调度机构在接到问询的 3 个工作日内，应进行核查并予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向国家能源局派出能源监管机构提出申诉。

第三十一条 每月 20 日前，电力调度机构将上月辅助服务补偿情况明细清单以文件形式报送国家能源局派出能源监管机构，其中，山西省、山东省电力调度机构报当地能源监管办，其他电力调度机构报国家能源局华北监管局，经国家能源局派出能源监管机构审批后，结果生效。每月 25 日前，国家能源局派出能源监管机构在门户网站上发布上月机组有偿辅助服务补偿结果。

第三十二条 并网发电厂与省（市）电力调度机构之间因辅助服务调用、补偿和统计等情况存在争议的，由属地能源监管办依法协调或裁决。未设立省级能源监管办的省（市），由国家能源局华北监管局依法协调或裁决。并网发电厂与区域电力调度机构之间存在争议的，由国家能源局华北监管局依法协调或裁决。

第七章 附则

第三十三条 本细则将根据华北电网实际运行情况及时修订。国家能源局华北监管局根据辅助服务运营情况，对补偿标准进行修改，报国家能源局备案后执行。

第三十四条 本细则由国家能源局华北监管局负责解释。

第三十五条 本细则自 2019 年 10 月 1 日起施行。2008 年印发的《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）》（华北电监市场〔2008〕112 号）及历次条款修订同时废止。

华北区域发电厂并网运行管理实施细则

(2019年修订版)

第一章 总则

第一条 为保障华北电力系统安全、优质、经济运行，维护电力企业的合法权益，促进电网经营企业和并网发电厂协调发展，根据《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号），制定本实施细则。

第二条 发电厂并网运行应遵循电力系统客观规律要求，贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的电力安全生产方针。

第三条 本实施细则适用范围为并网运行的、由省级及以上电力调度机构直调的发电厂（包括并网自备发电厂）。地（市）、县电力调度机构及其直接调度的并网发电厂可参照执行。

第四条 国家能源局派出能源监管机构负责对并网电厂运行考核及结算情况实施监管。华北区域省级及以上电力调度机构（以下简称电力调度机构）在国家能源局派出能源监管机构授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内并网电厂运行的考核和结算，考核结果报国家能源局派出能源监管机构备案后执行，依据考核结果并网发电厂承担相应的经济责任。

第二章 安全管理

第五条 电网经营企业（简称电网公司）、电力调度机构、并网发电厂、电力用户有义务共同维护华北电力系统安全稳定运行。电力调度机构按其调度管辖范围负责华北电力系统运行的组织、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、所属电力调度机构的电力调度规程及规定。

第七条 并网发电厂应贯彻执行《华北区域电力安全生产监管实施办法》及所在电网安全管理的规定，并建立健全涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度自动化、电力通信、励磁系统及电力系统稳定器装置（PSS）、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。

第八条 重大政治活动或节假日等特殊时期电网公司应制定保供电方案和措施，并网发电厂应贯彻落实，并在进入保电阶段前向电力调度机构报告各项工作准备情况。

第九条 并网发电厂应落实国家能源局派出能源监管机构开展安全检查提出的各项整改措施，将整改结果报国家能源局派出能源监管机构，抄送电力调度机构，电网公司应配合并网发电厂落实各项整改措施。对于因电厂原因未按计划完成整改的，每项考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.1%，累计考核电量不超过并网电厂全厂当月上网电量的 1%。

第十条 并网发电厂应落实电力调度机构制定的反事故

措施。对涉及并网发电厂一、二次设备的措施，并网发电厂应与电力调度机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期完成。对于因电厂原因未按期完成整改的，每逾期一天考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.1%，累计考核电量不超过并网电厂全厂当月上网电量的 1%。

第十一条 并网发电厂应按照所在电网防止大面积停电事故预案的统一部署，制定事故处理预案，参加电网联合反事故演习。对于未制定事故处理预案的并网发电厂，考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.2%；对于无故不参加电网联合反事故演习的并网发电厂，考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.4%。

第十二条 电力生产事故管理和调查工作应按照《电力生产事故调查暂行规定》（电监会令 4 号）的有关规定执行。

并网发电厂发生涉及电网的事故（包括电网事故涉及电厂），应在 10 分钟内向电力调度机构提供事故时一、二次设备运行状态，在 1 小时内提供故障录波信息、保护信息和有关数据资料，在 24 小时内提供正式事故报告。

第三章 调度管理

第十三条 并网发电厂与电力调度机构应参照《并网调度协议（示范文本）》及时签订并网调度协议，与电网企业参照《购售电合同（示范文本）》及时签订购售电合同，不得无合同交易、无协议并网运行。

第十四条 并网发电厂应严格服从所属电力调度机构的

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电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.5%。因违反调度纪律造成受到本细则其他条款的考核一并执行，不适用于不重复考核原则。

（一）未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态，以及与电网安全稳定运行有关的机组调速系统（一次调频）、励磁系统（包括 PSS）、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC 装置等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外）。

（二）不执行调度指令。

（三）不如实反映调度指令执行情况。

（四）现场值长离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故的处理。

（五）不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施。

（六）调度管辖设备发生事故或异常，3 分钟内未向电力调度机构汇报者（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报）。

(七) 在调度管辖设备上发生误操作事故, 未在 1 小时内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报。

(八) 其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第十五条 并网发电厂应严格执行所属电力调度机构的励磁系统、调速系统、继电保护、安全自动装置、自动化设备和通信设备等的参数管理规定。并网发电厂应按所属电力调度机构的要求书面提供设备(装置)参数, 并对所提供设备(装置)参数的完整性和正确性负责。设备(装置)参数整定值应按照所属电力调度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, 应经所属电力调度机构批准。若并网发电厂上报的设备参数错误, 考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.05%, 累计考核电量不超过并网电厂全厂上报当月上网电量的 0.5%。

并网运行机组应定期进行励磁系统和调节系统复核性试验, 包括励磁调节器(AVR)调压性能校核性试验、PSS性能复核性试验、调节系统动态复核试验、一次调频试验, 复核周期不超过 5 年。并网电厂须在报告发布日期 5 年内完成复核实验, 实验完成后 6 个月内提供实验报告。逾期不能完成者, 在提供报告前, 每项考核该机组逾期上网电量的 0.1%, 直至出具正式报告。

第十六条 并网发电厂应严格执行所属电力调度机构下达的发电计划曲线(或实时调度曲线)和运行方式的安排。电

力调度机构对并网发电厂发电计划曲线执行情况按如下方式进行考核：

(一)考核原则上以机组为单位进行。根据电网运行实际，初期也可按同一电厂内接于同一母线且电价相同的机群为单位进行考核。

(二)电力调度机构负责编制发电计划，对每台机组每 15 分钟给出一个电力计划值，全日共 96 个计划值。两个计划值之间机组发电计划曲线按线性插值法确定，第 i 秒钟的计划出力为：

$$P_i = P_n + i \cdot \frac{(P_{n+1} - P_n)}{900}$$

其中， P_n 为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的发电出力、 P_{n+1} 为 96 点计划曲线上的下一 15 分钟整点发电出力、 i 取值为 0 ~ 899。

(三)根据电力系统安全稳定运行、电能质量控制、跨区(省)联络线调整以及电力电量平衡的需要，值班调度员有权修改发电计划曲线，修改后的发电计划曲线应提前 15 分钟下达给电厂，不足 15 分钟下达的发电计划曲线，自下达时刻起 15 分钟内免除发电计划曲线考核。

(四)机组在由电力调度机构 AGC 主站系统远方控制期间，如果机组处于人工设点模式，则超过调整时间后，机组按目标指令接受发电计划曲线考核；如果机组处于自动调节模式的严格跟踪基点子模式，则机组也按目标指令接受发电计划曲线考核。

人工设点模式的调整时间为：

$$\text{调整时间} = \frac{|P_{obj} - P_{Si}|}{v_N} + 15$$

式中，调整时间（分钟）；

P_{obj} 为设点目标（MW）；

P_{Si} 为设点时初始出力（MW）；

v_N 为机组标准调节速率（MW/分钟），具体数值见附件 2。

（五）并网发电厂应严格执行电力调度机构下达的发电计划曲线。由于并网电厂自身原因，造成实际发电曲线偏离电力调度机构下达的发电计划曲线，偏离量超过允许偏差时，按照偏差量对发电厂进行考核。

（六）考核以每 5 分钟为一个时段，全天 288 个时段。电力调度机构 EMS 系统实时采集发电机出口电力，累加后得到机组每 5 分钟实际发电量，要求同一时段内实发电量与计划电量之间允许偏差范围标准为：单机容量 100MW（不含 100MW）以上的机组允许偏差为 $\pm 2\%$ ，单机容量 100MW 及以下机组，允许偏差为 $\pm 3\%$ 。每 5 分钟实发电量超出相应时段计划电量的允许偏差范围时，超标部分电量绝对值统计为考核电量。

（七）电网频率异常时，一次调频动作引起的机组出力调整量不计入考核电量。

（八）下列情况下应免于考核：

1、根据调度指令，机组被指定以自动调节模式（除严格跟踪基点子模式外）提供 AGC 辅助服务期间。

2、机组通过电力调度机构的 AGC 系统直接控制，以人工设点方式进行出力调整，在规定的调整时间内。

3、机组被临时指定提供调频（ACE 曲线）、调峰和调压等满足电网安全需要的服务而不能按计划曲线运行时。

4、当出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力时。

5、当电网频率高于 50.1Hz 而机组有功出力越下限，或当电网频率低于 49.9Hz 而机组有功出力越上限时。

6、机组启动并网，根据机组工况在机组并网后至达到正常参数期间，以及达到正常参数后 1 小时之内；机组停机过程中，从机组降参数至解列期间。

7、新投产发电机组在连续满负荷运行试验结束之前的试运行期间。

8、在机组进行与出力调整有关的试验期间。

9、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。

10、机组 AGC 退出或控制模式发生变化时，结合机组出力与下一个点的发电计划，根据机组调整速率进行相应的发电计划免考。

11、机组大修开始直至并网后连续运行 24 小时免于发电计划考核。

12、机组参与深度调峰或华北电网辅助服务市场期间，发电计划免于考核。

第十七条 所有并网发电厂有义务共同维护电网频率和电压合格，提高电网电能质量，并保证电网电能质量符合国家标准。

第十八条 电力调度机构根据电网和并网发电厂的实际情况，安全、经济安排并网发电厂参与电力系统调峰、调频、调压、备用。并网发电厂应按照所属电力调度机构调度值班人员的指令执行。

第十九条 并网发电厂应按机组能力参与电力系统调峰。调峰包括基本调峰和有偿调峰，其分类和标准见《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》。根据机组提供调峰类型的不同，采用如下方式进行考核：

（一）当机组不能满足基本调峰要求时，按基本调峰考核（风电等清洁能源、供热火电机组在供热期间按能力提供基本调峰），月最大考核电量不超过机组当月上网电量的 1%。

1、如果电厂向电力调度机构申报临时改变机组的可调出力上限或下限，当出现机组申报出力上限低于机组铭牌出力上限或机组申报出力下限高于机组基本调峰能力下限的情况，即认定为机组基本调峰能力下降。在机组基本调峰能力下降期间，每天的考核电量为：

$$\left(|P_{\max} - P'_{\max}| + |P_{\min} - P'_{\min}| \right) \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中： P_{\max} 为机组铭牌出力上限（MW）；

P'_{\max} 为机组申报出力上限（MW）；

P_{\min} 为机组基本调峰能力下限 (MW);

P'_{\min} 为机组申报出力下限 (MW);

$\alpha_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰的考核系数, 其数值为 0.2。

2、如果电厂未向电力调度机构申报改变机组的可调出力上限或下限, 但不能按调度指令提供基本调峰能力时, 即当日负荷高峰时段 (9~12)、高峰时段 (17~21) 机组实际出力最高值低于该时段调度指令最高值, 低谷时段 (0~7) 机组实际出力最低值高于该时段调度指令所要求的基本调峰出力最低值, 则当日的考核电量为:

$$(|P_1 - P'_1| + |P_2 - P'_2|) \times 24(\text{小时}) \times \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中: P_1 为当日调度指令出力最高值 (MW);

P'_1 为当日机组实际出力最高值 (MW);

P_2 为当日调度指令所要求的基本调峰出力最低值 (MW);

P'_2 为当日机组实际出力最低值 (MW);

$\alpha_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰的考核系数, 其数值为 0.2。

3、如果电厂日前向电力调度机构申报改变机组的可调出力上限或下限, 当出现机组申报出力上限低于机组铭牌出力上限或机组申报出力下限高于机组基本调峰能力下限的情况, 即认定为机组基本调峰能力下降。在机组基本调峰能力下降期间, 每天的考核电量为:

$$(|P_{\max} - P'_{\max}| + |P_{\min} - P'_{\min}|) \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中: P_{\max} 为机组铭牌出力上限 (MW);

P'_{\max} 为机组申报出力上限 (MW);

P'_{\min} 为机组基本调峰能力下限 (MW);

P_{\min} 为机组申报出力下限 (MW);

$\alpha_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰的考核系数, 其数值为 0.1。

(二) 当机组按调度指令执行有偿调峰任务, 但未达到指定调整出力时, 将受到有偿调峰考核。考核电量为:

$$|P - P_0| \times t_0 \times \alpha_{\text{有偿调峰}}$$

式中, P 为调度调峰指令出力 (MW);

P_0 为机组实际出力 (MW);

t_0 为调度指令时间 (小时), 其含义为电力调度机构要求机组进行深度调峰的时间范围;

$\alpha_{\text{有偿调峰}}$ 为有偿调峰的考核系数, 其数值为 0.05。

(三) 启停调峰机组未按计划时间并网或解列, 应按非计划停运接受考核。

第二十条 并网发电厂机组必须具备一次调频功能, 其一次调频投/退信号应接入所属电力调度机构。并网发电厂机组一次调频的人工死区、调速系统的速度变化率和一次调频投入的最大调整负荷限幅、调速系统的迟缓率、响应速度等应满足华北电网发电机组一次调频技术管理要求。并网运行的机组必须投入一次调频功能, 当电网频率波动时应自动参与一次调频, 并网发电厂不得擅自退出机组的一次调频功能。

一次调频月投运率应达到 100%。一次调频月投运率 = (一

次调频月投运时间/机组月并网时间) × 100%。

对并网发电机组一次调频的考核,分投入情况及性能两个方面,考核方法如下:

(一) 投入情况考核

1、未经电力调度机构批准停用机组的一次调频功能,发电厂每天的考核电量为:

$$P_N \times 1 \text{小时} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中: P_N 为机组容量 (MW); $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数,数值为 3。

2、一次调频月投运率每月考核电量为:

$$(100\% - \lambda) \times P_N \times 10 \text{小时} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中: λ 为一次调频月投运率; P_N 为机组容量 (MW); $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数,数值为 3。

(二) 性能考核

在电网频率越过机组一次调频死区及发生大扰动期间进行一次调频性能考核时,具体参数以电力调度机构发电机组调节系统运行工况在线上传系统计算结果为准,尚未实施参数上传的电厂暂以 EMS 系统计算结果为准。机组一次调频性能考核包括 15 秒出力响应指数考核、30 秒出力响应指数考核以及电量贡献指数考核(机组一次调频性能考核具体指标及考核度量方法见附件 1)。每项考核均包括小扰动考核和大扰动考核,其中电网最大频率偏差不超过 0.06Hz 为小扰动,电网最大频率偏差大于 0.06Hz 为大扰动。

1、15 秒出力响应指数考核

对于煤电机组、燃气机组和水电机组，15 秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ （计算方法见附件 1）小于 75%为不合格。

对 15 秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ 不合格的机组进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{15\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M1 + B \times N1) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时； P_N 表示机组额定功率（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值暂定为 3；M1 为当月机组一次调频小扰动下，指标 $\Delta P_{15\%}$ 不合格次数，N1 为当月机组一次调频大扰动下，指标 $\Delta P_{15\%}$ 不合格次数。

2、30 秒出力响应指数考核

对于煤电机组，30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ （计算方法见附件 1）小于 90%为不合格；对于燃气机组和水电机组，30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ 小于 100%为不合格。

对 30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ 不合格的机组进行考核，每月考核电量为：

$$Q_{30\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M2 + B \times N2) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时； P_N 表示机组额定功率（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值暂定为 3；M2 为当月机组一次调频小扰动下，指标 $\Delta P_{30\%}$ 不合格次数，N2 为当月机组一次调频大扰动下，指标 $\Delta P_{30\%}$ 不合格次数。

3、电量贡献指数考核

对于所有煤电机组、燃气机组和水电机组，电量贡献指数 Q%（计算方法见附件 1）小于 75%为不合格。

对机组电量贡献指数 Q%不合格的机组进行考核，每月考核电量为：

$$QGX_{\text{一次调频}} = P_N \times (A \times M3 + B \times N3) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中：A 为 0.002 小时，B 为 0.2 小时； P_N 表示机组额定功率（MW）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值暂为 3；M3 为当月机组一次调频小扰动下，指标 Q%不合格次数，N3 为当月机组一次调频大扰动下，指标 Q%不合格次数。

综上，机组每月一次调频性能考核总量 Q 总为：

$$Q \text{ 总} = Q_{15 \text{ 一次调频}} + Q_{30 \text{ 一次调频}} + Q_{GX \text{ 一次调频}}$$

（三）当机组一次调频动作方向与 AGC 指令方向相反时，机组应设置一次调频优先。

（四）火电机组在深度调峰期间（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）

对于煤电、燃气机组，15 秒出力响应指数小于 37.5%为不合格；

对于煤电、燃气机组，30 秒出力响应指数小于 45%为不合格；

对于煤电、燃气机组，电量贡献指数不小于 37.5%。

（五）并网机组按照调度要求，每月参加机组一次调频大扰动性能实验考核，参加大扰动性能实验考核的机组试验期间不参与电网实际一次调频考核。

第二十一条 并网发电厂单机 200MW 及以上火电机组和全

厂容量 100MW 及以上水电机组应具有 AGC 功能。加装 AGC 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 AGC 功能。新建的、应具备 AGC 功能的机组，在投入商业运营前应与电力调度机构的 EMS 系统进行联调，满足电网对机组的调整要求。若 AGC 设备不能与机组同步投产，该机组不能并网运行。

对机组 AGC 运行情况采用如下方法进行考核：

（一）AGC 考核原则

1、对 AGC 机组的考核包括 AGC 可用率考核和 AGC 性能考核两部分；

2、未装设 AGC 的机组不参与考核。

（二）AGC 考核指标包括可用率指标 K_A 、调节性能指标 $K1$ （调节速率）， $K2$ （调节精度）， $K3$ （响应时间）。指标含义及计算方法详见附件 2。

（三）实测机组月度可用率 $K_A < K_A^*$ ，则该机组 AGC 可用率指标不满足要求，按 AGC 可用率考核。其中 K_A^* 为可用率指标要求，为 98%。

AGC 可用率考核采用定额考核方式，被考核机组的 AGC 可用率考核电量为： $(K_A^* - K_A) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{AGC,A}$ 。

其中， $\alpha_{AGC,A}$ 为 AGC 可用率考核系数，其数值为 1， P_N 为该机组容量（MW）。

（四）实测机组月度调节性能指标 $K1$ ， $K2$ ， $K3$ 。采用 $K1$ ，

K2, K3 参数进行分项单独考核, 若参数大于设定值 1, 考核电量为 0; 若参数小于 1, 按照参数大小进行考核。

$$\text{调节速率考核电量} = \begin{cases} (1 - K_1) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K1}, & K_1 < 1 \\ 0, & K_1 \geq 1 \end{cases}$$

$$\text{调节精度考核电量} = \begin{cases} (1 - K_2) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K2}, & K_2 < 1 \\ 0, & K_2 \geq 1 \end{cases}$$

$$\text{响应时间考核电量} = \begin{cases} (1 - K_3) \times P_N \times 1(\text{小时}) \times \alpha_{K3}, & K_3 < 1 \\ 0, & K_3 \geq 1 \end{cases}$$

其中, α_{K1} 、 α_{K2} 和 α_{K3} 为 AGC 性能考核系数, 其数值为 2。

对 K3 的每月考核电量不超过当月上网电量的 0.2%。

根据分项计算, AGC 性能的总考核电量为:

AGC 总考核电量 = 调节速率考核电量 + 调节精度考核电量 + 响应时间考核电量

(五) 当并网发电机组 AGC 装置发生异常而导致 AGC 无法正常投入时, 隐瞒不报的, 或传送虚假投退信号的, 一经发现, 则当月惩罚电量为: $10(\text{小时}) \times P_N$ 。

第二十二条 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度机构同意。

无功辅助服务按如下方式进行考核:

(一) 电力调度机构按季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度机构下达的电压曲线进行无功控制。

电力调度机构统计计算各并网发电厂母线电压月合格率,

月合格率低于 99%的电厂将受到考核，考核电量按如下公式计算，考核电量的最大值不超过接于该母线所有机组当月总上网电量的 0.2%。

$$(99\% - \lambda_u) / 100 * W * 2$$

式中， λ_u 为母线电压月合格率；

W 为接于该母线所有机组当月总上网电量。

(二) 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。

第二十三条 并网发电厂应按照调度运行要求装设自动电压控制 (AVC) 装置，加强机组 AVC 装置的维护，使 AVC 装置各项性能满足电网运行的需要。

电力调度机构对已安装 AVC 装置的并网发电厂的机组 AVC 投运率和调节合格率进行考核。

1、机组 AVC 投运率考核

在并网发电厂机组 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 闭环运行时，电力调度机构按月统计每台机组 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 投运时间} / \text{机组运行时间} \times 100\%$$

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98%为合格标准，全月 AVC 投运率低于 98%

的机组考核电量按如下公式计算。

$$(98\% - \lambda_{\text{投运}}) / 50 * W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为机组 AVC 投运率；

W_a 为该机组当月上网电量。

2、机组 AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核机组 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。机组 AVC 调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 调节合格率} = \text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数} \times 100\%$$

AVC 调节合格率以 96% 为合格标准，全月 AVC 调节合格率低于 96% 的机组考核电量按如下公式计算。

$$(96\% - \lambda_{\text{调节}}) / 50 * W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为机组 AVC 调节合格率；

W_a 为该机组当月上网电量。

第二十四条 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。

并网发电厂发电机组高电压与低电压穿越能力应满足《发电厂及变电站辅机变频器高低电压穿越技术规范》（DL/T1648-2016）要求。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，未按规定提交报告，每项按全厂并网当月上网电量的0.05%考核。

对于存在次/超同步振荡风险的汽轮发电机组，应在电厂侧采取有效抑制措施降低次/超同步振荡风险。有关机组在投运前应提供相关抑制措施报告。

第二十五条 电力调度机构对并网发电厂非计划停运情况进行统计和考核。电力调度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及节假日进行消缺，该机组停运不计作非计划停运考核。

低谷消缺指提前6小时以上申请，经电力调度机构批准，利用夜间负荷低谷时段停机次日9:00前并网的停机消缺，该机组停运不计作非计划停运考核。若因电网原因9:00前未能并网的机组，应按照调度要求的时间并网，不计作非计划停运考核，低谷消缺时间不应超过12小时，若不能按时或按照调度要求并网，按照非计划停运考核；节假日消缺指提前6小时以上申请，经电力调度机构批准，利用节假日负荷较低时停机消缺。在节假日结束前或节假日后第一个工作日，按照调度要求的时间并网，不计作非计划停运考核。节假日消缺时间不应超过48小时。若不能按时或按照调度要求并网，按照非计划停运考核。

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、正常运行的机组发生突然跳闸和被迫停运；
- 2、向电力调度机构申报后，并网运行的发电机组因电厂自身原因被迫停机，包括提前不足 6 小时申请停机及提前 6 小时申请停机但未得到电力调度机构批准等情况；
- 3、备用机组不能按调度指令并网发电。

具体考核办法如下：

（一）正常运行的发电机组突然跳闸，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{t} \times 0.5 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中， P_N 为机组容量（MW）；

\hat{t} 为发电机组停运小时数（小时）。机组非停起始时间为机组发生非停时间，非停结束时间为具备并网条件时间。计入考核的停运时间不超过 72 小时；

$\alpha_{\text{非停}}$ 为非计停考核系数，其数值为 0.2。

（二）向电力调度机构申报后，并网运行的发电机组因电厂自身原因被迫停机，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{t} \times 0.25 \times \alpha_{\text{非停}}$$

公式中各变量含义与数值与（一）中定义相同。

（三）正常备用的发电机组不能按电力调度指令并网发电，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{t} \times 0.5 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中 \hat{t} 为视同发电机组非计划停运时间， \hat{t} = 机组实际并网时间或具备并网条件时间 - 电力调度机构指定并网时间 - 1。计入考核的停运时间不超过 72 小时。

其余各变量含义与数值与（一）中定义相同。

（四）发电机组非计划停运后超过 72 小时不具备并网条件转为检修，每次考核电量为：

$$P_N \times \hat{i} \times 0.1 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中 \hat{i} 为视同发电机组非计划停运时间， \hat{i} =机组实际并网时间或具备并网条件时间-机组发生非停时间-72。计入考核的停运时间不超过 72 小时。

$\alpha_{\text{非停}}$ 为非计停考核系数，其数值为 0.2。

（五）电力调度机构在不影响电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下可以批准停备机组进行停备消缺。停备消缺指处于停备状态的机组提前 3 个工作日申请，经电力调度机构批准，可在调度下令后 72 小时内恢复备用的消缺。

停备消缺采用如下方式进行考核：

1、停备消缺每次考核电量为：

$$P_N \times t \times 0.02 \times \alpha$$

式中， P_N 为机组容量（MW）；

t 为发电机组退备小时数（小时）， t =机组恢复备用时间-机组退出备用时间。

$\alpha_{\text{停备消缺}}$ 为停备消缺系数，其数值为 0.1。

2、若机组不能按时恢复备用，严格按照检修管理中临时检修条款考核；

3、若机组不能按时恢复备用无法按调度指令并网，严格按照备用机组不能按调度指令并网发电条款考核。

(六) 机组解(并)列时间下达后, 电厂应在规定时间完成机组解(并列)操作, 允许偏差时间为 ± 1 小时。如解(并)列时间超出允许偏差时间, 每次考核电量为:

$$P_N \times \hat{t}_1 \times 0.1 \times \alpha_{\text{非停}}$$

式中: \hat{t}_1 为超出允许偏差时间(小时);

其他变量含义与数值与(一)中定义相同。

启停调峰机组解(并)列时间超出允许偏差时间, 按照第(三)项标准考核。

(七) 机组在检修工期内并网试运期间发生非停, 不予考核。

(八) 燃气火电机组非计划停运台次, 考核容量按照以下方法进行统计。

1、非计划停运台次按照燃气火电机组群进行统计。

1) 燃气火电机组群“一拖一”运行方式下:

a) 燃机跳闸或紧急停运, 汽机随停, 统计燃气火电机组群一次非计划停运;

b) 汽机跳闸或紧急停运, 燃机随停, 统计燃气火电机组群一次非计划停运;

c) 汽机跳闸或紧急停运, 燃机减负荷运行或根据现场实际情况申请停运, 统计燃气火电机组群一次非计划停运。

2) 燃气火电机组群“二拖一”运行方式下:

a) 一台燃机跳闸或紧急停运, 另一台燃机和汽机维持运行, 统计燃气火电机组群一次非计划停运;

b) 一台燃机跳闸或紧急停运，由于并联系统影响导致汽机跳闸或紧急停运，另一台燃机随停，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

c) 一台燃机跳闸或紧急停运，由于并联系统影响导致汽机跳闸或紧急停运，另一台燃机减负荷运行或根据现场实际情况申请停运，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

d) 汽机跳闸或紧急停运，两台燃机随停，统计燃气火电机组群一次非计划停运；

e) 汽机跳闸或紧急停运，两台燃机减负荷运行或根据现场实际申请停运，统计燃气火电机组群一次非计划停运。

3) 自发电厂值班接到调度值班员下达的燃气火电机组群“一拖一”或“二拖一”方式启动的通知开始，至最后一台燃气轮机负荷带至50%额定负荷为止，统计为一次启动过程，在此过程中发生的燃气火电机组群延迟并网、燃机及汽机未达50%额定负荷时跳闸等情况，整体统计燃气火电机组群启动失败一次，考核费用等效为一次非计划停运。

2、考核电量计算公式中 P_N 按实际发生停运的机组容量之和进行统计。

(九) 因参与低谷调峰而将出力降至机组容量的50%（改供热机组按原容量计算）以下的机组，低谷时段若出现灭火、非停掉闸情况，若在调度批准的时间内并网，不计入非停考核。

(十) 非电厂自身原因造成的非正常工况下发生的非停，不予考核。

第二十六条 根据各省网电网的黑启动预案确定黑启动电源点，作为黑启动电源的发电厂，应做好各项黑启动安全管理措施。

对承担黑启动任务的发电厂，采用如下考核方式：

（一）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度机构，无法提供黑启动服务期间，按每天 1.2 万元收取考核费用。

（二）电力调度机构检查发现电厂不具备黑启动能力，而电厂没有汇报电力调度机构的，每次收取考核费用 120 万元。

（三）电厂须严格按照安全管理规定执行各项黑启动安全管理措施。

1、每年未对黑启动直接相关设备进行维护，每次收取考核费用 32 万元；

2、未制定完善的黑启动事故处理预案或未及时修订黑启动事故预案报调度备案，每次收取考核费用 32 万元；

3、未按调度机构要求进行黑启动演习或黑启动演习失败，收取考核费用 300 万元；

4、每年未进行黑启动培训或进行培训无培训记录、人员培训率未达到 100%，每次收取考核费用 32 万元。

（四）在电网需要黑启动机组提供服务时，黑启动机组必须及时可靠地执行黑启动预案，帮助系统恢复正常运行。若由于电厂自身原因黑启动机组未能完成黑启动任务，每次收取考核费用 1800 万元。

第四章 检修管理

第二十七条 并网发电厂应按《发电企业设备检修导则》（DL/T838-2017）及所属电力调度机构的调度规程的规定，向所属电力调度机构提出年度、月度及日常检修申请，并按照所属电力调度机构下达的年度、月度、日常检修计划严格执行。并网发电厂不按时上报年度、月度、周、日前检修计划的工作，按当月上网电量的 0.05%考核。

第二十八条 并网发电厂外送输变电设备与发电机组检修应尽可能同时进行。

第二十九条 并网发电厂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管理应按照所属电力调度机构的调度规程和规定执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应尽可能与并网发电厂一次设备的检修相配合，原则上不应影响一次设备的正常运行。

第三十条 并网发电厂提出临时检修计划或必须变更检修计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，应按照所属电力调度机构的调度规程和规定执行。电力调度机构视电网运行情况和其它并网发电厂的检修计划统筹安排，无法安排临时检修或变更检修计划，应及时通知并网发电厂，并说明原因。临时检修指未列入年度检修计划，提前 6 小时以上申请，经电力调度机构批准的停机检修。临时检修按照相应条款进行考核。

第三十一条 电力调度机构根据电网运行情况须变更并网发电厂检修计划，应将调整情况及时通知并网发电厂。

第三十二条 并网发电厂应按照“应修必修，修必修好”的原则，合理安排厂内设备检修计划，按照所属电力调度机构批准的检修工期按时保质地完成检修任务，保证设备的正常可靠运行。

（一）检修工作的考核。

出现以下情况之一者，每次考核电量为该厂当月上网电量的 0.02%，每月累计考核电量不超过当月上网电量的 0.1%。

1、计划检修工作不能按期完工时，未在规定的时间内办理延期手续。

2、设备检修期间，办理延期申请超过一次。

3、设备检修期间现场未及时与电力调度机构沟通，改变工作内容，造成设备恢复送电的复杂性增加。

4、因电厂自身原因，使电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

（二）重复性检修的考核。

由于电厂原因造成电厂输变电设备（出线、开关、联变、母差保护等）重复性检修停电，按以下标准考核：

并网电厂原因造成电厂升压站同一出线、开关、联变及母差保护年度停电次数 2 次以上（含 2 次），每次考核电量为该厂当月上网电量的 0.02%，每月考核电量累计不超过当月上网电量的 0.1%。

(三) 并网电厂机组计划检修超期的考核。

并网电厂机组计划检修超期，按以下标准考核：

超期时间在 5 天及以下者，按如下公式计算考核电量：

$$P_N \times 24(\text{小时}) \times \tilde{t} \times 0.1 \times \alpha_{\text{检修超期}}$$

式中， P_N 为机组容量 (MW)；

\tilde{t} 为检修超期天数；

$\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1。

超期时间多于 5 天时，按如下公式计算考核电量：

$$P_N \times 24(\text{小时}) \times [5 \times 0.1 + (\tilde{t} - 5) \times 0.05] \times \alpha_{\text{检修超期}}$$

式中， P_N 为机组容量 (MW)；

\tilde{t} 为检修超期天数；

$\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1。

(四) 并网电厂机组临时检修的考核。

机组临修按如下公式计算考核电量：

$$P_N \times \tilde{t}_1 \times 0.1 \times \alpha_{\text{临修}}$$

式中， \tilde{t}_1 为临修时间 (小时)；

P_N 为机组容量 (MW)；

$\alpha_{\text{临修}}$ 为临修考核系数，其数值为 0.1。

第五章 技术指导和管理

第三十三条 电力调度机构按照国家能源局派出能源监管机构的要求和规定，对并网发电厂开展技术指导和管理工作。

第三十四条 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、通信设备、自动化设备、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等应纳入华北电力系统统一规划、设计、建设和运行管理，其技术性能和参数应达到国家及行业规定和安全性评价要求，其技术规范应满足接入电网的要求。

第三十五条 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、通信设备、自动化设备、水电厂水库调度自动化系统设备、励磁系统及 PSS 装置、调速系统和一次调频系统、直流系统、高压侧或升压站电气设备以及涉及机网协调的相关设备和参数的管理应按所属电力调度机构的规定执行。其选择、配置和定值等应满足华北电网安全稳定运行的要求，并经所属电力调度机构审核批准。

第三十六条 电力调度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。

1、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设计选型应符合国家、行业的标准和规程、规定，并报所属电力调度机构备案。

2、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、装置管理应按照所属电力调度机构的调度

规程执行。机组的高频保护、低频保护、失磁及失步保护、快关保护、主要辅机设备低电压保护等整定应满足所属电力调度机构的要求，且定值整定完毕报电力调度机构审核批准后执行。

3、并网发电厂应严格执行国家及有关部门颁布的继电保护及安全自动装置反事故措施。

4、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，电力调度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。

5、为提高电力系统的安全稳定水平，并网发电厂应配合电网公司及时改造到更换年限的继电保护及安全自动装置，严格执行国家、网省继电保护及安全自动装置技术规程和规定。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。

6、并网发电厂应完成电力系统故障信息管理系统（含机组及系统故障录波）建设，满足所在电网的接口规约和数据传输模式，按照所属电力调度机构的规定、标准要求配置，并应通过通信网络无障碍地接入电力调度机构的故障信息系统。

7、继电保护定值和软件版本应设专人进行管理。每年应根据电力调度机构下发的综合电抗对所管辖的保护定值进行校核计算。

8、并网发电厂应按国家、地方、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作。建立、健全技术监督体系，实行有

效的技术监督管理，并应设置专人负责继电保护技术监督工作。对技术监督中发现的重大问题及时上报所属电力调度机构并进行整改。

9、在工程的初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行维护阶段，均必须实施继电保护技术监督。

10、并网发电厂应按继电保护技术监督规定定期向所属电力调度机构报告本单位继电保护技术监督总结的情况，并按评价规程定期向所属电力调度机构报告继电保护动作报表的情况。

11、对并网电厂继电保护专业管理、运行指标、安全运行水平进行考核时，设置考核的下限为 10 万元。

第三十七条 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂继电保护专业的管理工作进行考核。对以下管理要求未能达标者，每项考核电量为电厂当月上网电量的 0.2%：

1、对所属继电保护及安全自动装置进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

2、与电网运行有关的继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相配合，与系统有关的继电保护装置及安全自动装置的配置、选型须征得电力调度机构同意。

3、并网电厂内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保护配合。在系统状态改变时，应按电力调度机构的要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。

4、并网电厂涉网继电保护及安全自动装置动作后，须立即按规程进行分析和处理，并按要求将资料送电力调度机构。与电网有关的，应与其配合进行事故分析和处理。

5、并网电厂应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。当系统继电保护及安全自动装置不满足运行要求时，并网电厂应积极配合电网进行更新改造。

6、并网电厂应于每月 5 日前完成上月电厂继电保护及安全自动装置的运行分析报告（动作统计报告、缺陷及异常处理报告和继电保护校验月报），并上报电力调度机构。

7、电厂继电保护故障信息系统子站配置不满足要求或运行情况不良。

8、电厂每年应根据电力调度机构下发的综合电抗对所管辖的保护定值进行校核计算。

9、并网电厂应于每年年底前对本厂继电保护专业人员开展专业培训，每名继电保护专业人员每年的专业培训时间不少于 10 天，培训应留有培训记录，继电保护人员培训率应达到 100%。

第三十八条 电力调度机构对并网电厂涉网的继电保护及安全自动装置运行指标进行考核。以下要求未能达标者，每项考核电量为电厂当月上网电量的 0.2%：

1、继电保护主保护月投运率 $\geq 99.5\%$ 。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD = (TMD/SMD) \times 100\%$$

式中：RMD 为主保护月投运率；

TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；

SMD 为主保护装置该月应运行时间。

2、安全自动装置月投运率 $\geq 99\%$ 。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS = (TSS / SSS) \times 100\%$$

式中：RSS 为安全自动装置月投运率；

TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；

SSS 为安全自动装置该月应运行时间。

3、故障录波器与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障录波器与主站月联通率计算公式为：

$$RSR = (TSR / SSR) \times 100\%$$

式中：RSR 为故障录波器与主站月联通率；

TSR 为该月故障录波器与调度主站联通时间；

SSR 为该月故障录波器应于调度主站联通时间。

4、故障信息子站与主站月联通率 $\geq 99\%$ 。

故障信息子站与主站月联通率计算公式为：

$$RIR = (TIR / SIR) \times 100\%$$

式中：RIR 为故障信息子站与主站月联通率；

TIR 为该月故障信息子站与调度主站联通时间；

SIR 为该月故障信息子站应于调度主站联通时间。

第三十九条 电力调度机构对并网电厂内继电保护专业的安全运行水平进行考核：

1、并网电厂受到继电保护技术监督一级告警，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.2%，若未按期整改，每次考核电量加扣当月上网电量的 0.1%。

2、并网电厂受到继电保护技术监督二级告警，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.1%，若未按期整改，每次考核电量加扣当月上网电量的 0.05%。

3、对于并网电厂的涉网继电保护、安全自动装置不正确动作，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.2%。

4、由于并网电厂涉网继电保护、安全自动装置异常，造成一次设备被迫停运，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.2%。

5、主系统一套保护或一套系统安全自动装置非计划停运时间连续超过 24 小时，每发生一次，考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.1%。

6、并网发电厂继电保护和安全自动装置未投运，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，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.5%。

7、在事故发生后 1 小时之内，因电厂原因，故障录波主站无法调取电厂故障录波器录波文件。每发生一次，考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.1%。

8、在事故发生后 2 小时之内，因电厂原因，没有及时上传完整的继电保护装置动作报告。每发生一次，考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.2%。

第四十条 电力调度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的。

1、并网发电厂通信设备的配置及运行应满足所属电力调度机构的规程和规定。

2、并网发电厂至所属各级电力调度机构应设立两个及以上独立的通信传输通道。设在并网发电厂的通信设备应配置独立的通信专用电源系统，当交流电源中断时，为保证通信设备可靠供电，通信专用蓄电池组的供电能力应不少于8小时。并网发电厂的通信设备（含通信电源系统）应具备完善的通信监测系统和必需的声响告警装置，监测信号应接入电厂综合监控系统或送到有人值班室进行统一的监视与管理。并网发电厂通信系统应纳入电网通信运行考核。

3、并网发电厂应按期完成调度管辖范围内通信设备的缺陷处理及重大问题整改。

4、因并网发电厂原因造成通信事故时，应按所属电力调度机构的通信设备事故处理预案进行处理和抢修。事故处理完成后，并网发电厂应及时提交事故处理报告。

5、因并网发电厂通信责任造成电网继电保护、安全自动装置、自动化通道和调度电话中断时，电力调度机构应按通信设备事故处理预案进行处理，并网发电厂应按本单位事故处理预案在电力调度机构指挥下尽快恢复。

6、因并网发电厂通信设备异常造成电网安全性和可靠性降低时，并网发电厂应在电力调度机构的指挥下尽快恢复

通信设备正常。

第四十一条 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂通信专业的工作进行如下考核：

1、并网发电厂通信设备故障，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，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.1%。

2、并网发电厂通信设备或电源故障，造成并网发电厂与电力调度机构间通信电路或远动自动化信息通道全部中断，影响电网调度和发供电设备运行操作，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.05%。

3、因电厂自身原因引起通信电路非计划停用，造成远跳及过电压保护、远方切机（切负荷）装置由双通道改为单通道，时间超过 24 小时，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.01%。

4、并网发电厂与电力调度机构通信有直接关联的通信设施进行重要操作，必须按通信电路检修规定提前向电力调度机构申报，并得到许可。未经许可擅自操作的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.02%。

5、因并网发电厂原因造成通信出现下列情形的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.01%。

（1）影响电网调度和发供电设备运行操作的；

（2）造成继电保护和安全装置误动、拒动但未造成电网

事故或未影响电网事故处理的；

(3) 并网发电厂通信光缆连续故障时间超过 24 小时的；

(4) 并网发电厂内与系统相连的调度交换机故障全停超过 10 分钟，影响调度运行的；

(5) 并网发电厂通信设备缺陷造成电网安全稳定性和可靠性降低，在 48 小时内没有完成消缺的；

(6) 并网发电厂内录音设备失灵，影响电网事故分析的。

第四十二条 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂自动化设备（包括 RTU 或远动工作站、调度数据网络设备、相量测量装置、电力监控系统安全防护设备、电量采集装置和其他应用工作站等）开展技术指导和管理工作。

1、并网发电厂自动化设备的设计、选型应符合所属电力调度机构规程规定，采用成熟可靠的产品，并报所属电力调度机构备案。并网电厂自动化设备必须选用经国家技术鉴定部门鉴定的、准入的设备，否则电网公司有权不予并网。自动化系统更新、改造关系到电网安全稳定运行，应将改造方案报电力调度机构审核后方可进行，并按设备停役管理制度履行申请手续。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.05%。并网电厂应配置机房视频监控系统、电子门禁系统，未配置上述系统的，按每类系统考核电厂当月上网电量的 0.05%。

2、并网电厂应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。横向隔离装置故障造成横向业务失去防护，生产控制大区与管

理信息大区或外部网络直接连接，每次考核电厂当月上网电量的 0.05%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.02%。纵向加密认证装置故障造成纵向业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警信息、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.05%。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.02%。网络安全监测装置故障造成相关信息无法采集，每次考核电厂当月上网电量的 0.05%。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.02%。

3、并网发电厂自动化设备的运行应遵循所属电力调度机构调度规程和自动化系统运行管理规程。并网发电厂自动化设备应能及时、准确、可靠的反映并网发电厂的运行状态和运行工况。新建、改造后自动化设备正式投入运行时，要有半年的试运行期。试运行期满后，应向电力调度机构提交试运行报告和投入正式运行的申请，证明设备的技术指标符合设计要求，经有电力调度机构参加的验收合格，并审核后转入正式运行。并网电厂电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.05%。

4、并网发电厂的自动化设备至调度主站应具有独立的两

路不同路由的通信通道或一路专线一路调度数据网通道。电厂端接入的远动信息应满足电力调度机构对接入信息的要求。并网发电厂自动化设备原则上应采用发电厂直流系统所提供的直流或逆变的交流供电。并网发电厂应在发电机组出口及网厂计量关口点应按所属电力调度机构的要求安装关口电能表和关口电能计量装置，关口电能计量信息应接入相关电网电力调度机构的电能量采集计费系统。未满足要求的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.05%。并网电厂上送调控机构的各类自动化设备数据（信息），包括远动 104 数据、PMU 数据、电量数据、时钟监测信息、网络安全监测装置采集信息，应完整、齐全，数据（信息）不完整、不齐全的，按每类数据（信息）考核电厂当月上网电量的 0.02%。

5、并网发电厂自动化设备事故或故障时，应按所属电力调度机构自动化设备运行管理规程进行处理和抢修。事故处理完成后，并网发电厂应及时提交事故处理报告。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.1%。并网电厂应在 OMS 中及时接收调控机构下发的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，按每个流程考核电厂当月上网电量的 0.01%。

6、并网电厂应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置、电能量远方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、电力监控系统安全防

护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS 电源，未配置上述系统和设备的，按每类系统（或每小类设备）考核电厂当月上网电量的 0.1%。

7、并网发电厂机组监控系统或 DCS 系统应及时、可靠地执行所属电力调度机构自动化主站下发 AGC/AVC 指令，同时应具有可靠的技术措施，对接收的 AGC/AVC 指令进行安全校核，拒绝执行超出机组或电厂规定范围等异常指令。

8、并网电厂应配置网络安全管理人员并在调控机构进行备案，不满足上述要求的，考核电厂当月上网电量的 0.05%。

9、并网电厂电力监控系统应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，不同安全区的设备应部署在不同机柜（屏柜）内，且边界和标识清晰；安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致。电力监控系统应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和存储设备进行系统调试、运维等工作，不满足上述要求的，考核电厂当月上网电量的 0.05%。

10、并网电厂电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠，禁止非法连接外部网络，禁止远程运维，不满足上述要求的，考核电厂当月上网电量的 0.1%。

11、并网电厂电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，包括消除垃圾软件、程序不良行为、缺省用户和弱口令，关闭不必要的硬件接口和网络服务，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，运维操作行为规范，不满足上

述要求的，每项考核电厂当月上网电量的 0.02%。

12、并网电厂应委托具有资质的第三方机构开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并及时向调控机构提交等级保护测评和安全防护评估报告，不满足上述要求的，每项考核电厂当月上网电量的 0.08%。

13、并网电厂在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向调控机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，考核电厂当月上网电量的 0.05%。已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，考核电厂当月上网电量的 0.02%。

14、并网电厂应严格按照调控机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次考核电厂当月上网电量的 0.02%。

第四十三条 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂自动化专业开展技术指导和管理工作的。

1、电厂 RTU 或计算机监控系统、相量测量装置、电量采集装置的远动数据和电能计量数据应按照符合国家标准或行业标准的传输规约传送至电力调度机构的调度自动化系统、WAMS 系统和电能量采集计费系统。电能量采集计费系统应通过经双方认可的具有相应资质的检测机构的测试，保证数据的准确传输。电厂运行设备实时信息的数量和精度应满足国家规定

和电力调度机构的运行要求。

2、及时分析所属调度自动化系统故障原因，采取防范措施。

3、协助电力调度机构调度自动化系统的运行维护工作，配合电力调度机构进行事故调查。

4、并网电厂应按所属电力调度机构要求的传输规约将实时遥测、遥信信息传送至电力调度机构 EMS 系统。

5、并网电厂应按所属电力调度机构要求的传输规约将实时相量信息传送至电力调度机构 WAMS 系统。

6、并网电厂应将电厂实时电量信息正确传送至电力调度机构的电能量采集计费系统。

7、并网电厂远动设备应具有主/备双通道接口，并应具有自动/手动切换功能。

8、并网电厂应对厂内远动设备安全稳定运行提供专职的维护人员（白天有人值班）和技术保障。在重大政治活动期间，应保证有远动专业人员在现场 24 小时值班。

9、装有 AGC 的电厂（机组）参加电网的发电控制时，电力调度机构下发的 AGC 指令信号应能够通过电厂 RTU 或计算机监控系统准确输出至电厂 AGC 系统。装有 AVC 的电厂（机组）参加电网的电压控制时，电力调度机构下发的 AVC 指令信号应能够通过电厂 RTU 或计算机监控系统准确输出至电厂 AVC 系统。

第四十四条 电力调度机构对并网电厂自动化设备的运

行指标进行考核。以下要求未能达标者，根据相应考核标准计算考核电量：

1、并网电厂应确保 AGC 装置、AVC 装置可靠运行，实时、准确跟踪调控机构下发的有功控制、无功控制指令，发生 AGC 装置、AVC 装置异常造成未实时、准确跟踪指令等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.02%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.01%。

2、RTU 或计算机监控系统远动工作站月可用率要求 $\geq 99.5\%$ 。并网电厂远动设备连续故障（远动数据中断）时间超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.01%。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时，考核电量加扣电厂当月上网电量的 0.002%。远动设备故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，故障结束时间以电力调度机构 EMS 主站系统接收到正确远动信息时刻为截止时间。并网电厂发生远动 104 链路中断，每次考核电厂当月上网电量的 0.02%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.01%。发生远动 104 数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核电厂当月上网电量的 0.01%。如异常时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电厂当月上网电量的 0.005%。

3、遥测量准确度误差率要求 $\leq 1.5\%$ 。在并网电厂远动设

备正常运行情况下,每路遥测数据故障或超差时间超过4小时,考核电量为电厂当月上网电量的0.005%。如故障或超差仍未处理解决,每超过4小时,考核电量为电厂当月上网电量的0.001%。并网电厂遥测数据路数以电力调度机构接收的遥测数量为准,并均列为考核的内容。并网电厂应确保调度数据网设备可靠运行,发生调度数据网链路中断等问题,每次考核电厂当月上网电量的0.05%。如中断时间超过4小时,每超过4小时(含不足4小时)计为一次延时处理,每次延时处理考核电厂当月上网电量的0.02%。

4、并网电厂应确保电能量远方终端和电能表可靠运行,电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题,每次考核电厂当月上网电量的0.01%。如中断时间超过4小时,每超过4小时(含不足4小时)计为一次延时处理,每次延时处理考核电厂当月上网电量的0.005%。

5、当并网电厂接到电力调度机构通知需要新增加或修改遥测、遥信数量内容时,应在电力调度机构指定的时间内完成工作,如未按期完成考核电量为并网电厂当月上网电量的0.01%。

6、并网电厂应确保PMU装置可靠运行,PMU数据实时、准确上送。发生PMU链路中断、数据错误、数据质量位异常等问题,每次考核电厂当月上网电量的0.01%。如中断时间超过4小时,每超过4小时(含不足4小时)计为一次延时处理,每次延时处理考核电厂当月上网电量的0.005%。相量测量装置故

障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，故障结束时间以电力调度机构 WAMS 主站系统接收到正确远动信息时刻为截止时间。

7、时间同步装置、OMS、环境监视等其他涉网自动化设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ ，设备连续故障时间超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.01%。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时（含不足 4 小时），考核电量加扣电厂当月上网电量的 0.002%。设备故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，故障结束时间以电力调度机构主站系统接收到正确信息时刻为截止时间。

8、调度数据网月可用率要求 $\geq 99.5\%$ 。从调度数据网交换机至传输设备接口之间的设备硬件或相关线缆连续故障时间超过 4 小时，考核电量为电厂当月上网电量的 0.01%。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时（含不足 4 小时），考核电量加扣电厂当月上网电量的 0.002%。故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻为起始时间，故障结束时间以电力调度机构主站网管系统故障告警信息消除时刻为截止时间。

第四十五条 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂涉网设备的参数管理开展技术指导和管理工作。

1、并网发电厂涉网设备的参数管理内容包括励磁系统及调速系统的传递函数及各环节实际参数要求，发电机、变压器、升压站电气设备等设备实际参数是否满足接入电网安全稳定运行要求。并网发电厂应按所属电力调度机构参数管理的规定

执行。

2、并网发电厂应定期委托有资质的试验部门对涉网设备进行参数实测，由具备相应资质的认证部门进行认证，并及时将设备试验报告及技术资料报送所属电力调度机构。当涉网设备或涉网设备参数发生变化时，应事先得到电力调度机构的许可，电力调度机构根据电网安全稳定运行的需要有权要求发电厂对该涉网设备重新进行参数实测。

3、新建发电机的励磁系统数学模型和相应参数应在机组进入商业化运行前完成实际测量；改造机组的励磁系统数学模型和参数应在投入运行后一个月内完成实际测量。发电厂应将实测的励磁系统及 PSS 数学模型和参数报送电力调度机构审核。运行中如系统逻辑或设定参数发生变化，须经电力调度机构审核方可执行，必要时需重新进行参数实测工作。

4、发电企业应进行机组调速系统数学模型和相应参数的实际测量工作，并将实测的调速系统数学模型和参数及时报送电力调度机构审核。运行中如系统逻辑或设定参数发生变化，须经电力调度机构审核方可执行，必要时需重新进行参数实测工作。

第四十六条 电力调度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的。

1、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《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T843-2010)、《大型汽轮机自并励静止励磁系统技术条

件》(DL/T650-1998)等国家和行业标准的要求,并满足华北电网安全稳定运行的要求。

2、并网发电厂的励磁系统和 PSS 装置应由并网发电厂委托有资质的试验部门进行试验,由具有相应资质的认证部门进行认证,电力调度机构根据这些专业部门的意见下达定值。电力调度机构有权督促并网发电厂进行试验。

3、对于已经运行的、但主要技术指标不符合国家有关技术标准和不能满足电网安全稳定运行要求的发电机励磁系统,应进行技术改造,并将改造计划报送电力调度机构。

4、并网发电厂单机 100MW 及以上火电机组和单机 50MW 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华北电网稳定运行的需要配置 PSS 装置。

5、对于大区联网要求投入 PSS 装置的机组,其机组 PSS 参数必须满足大区联网的要求。

6、根据规定要求必须投入 PSS 装置的机组,如 PSS 装置退出,该机组必须停运。

7、并网电厂应加强励磁系统和 PSS 装置的定期检修和运行维护,加强定值管理,确保励磁系统和 PSS 装置的安全可靠运行。

第四十七条 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂励磁系统和 PSS 装置的运行情况进行如下考核:

1、按要求应配置 PSS 装置的并网发电厂机组未配置 PSS 装置,按该并网机组当月上网电量的 0.2%考核。

2、发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 装置的可投运率应不小于 100%，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点），按该并网机组当月上网电量的 0.02%考核，累计考核电量不超过该并网机组当月上网电量的 0.2%。

3、励磁系统的性能指标应满足国标的要求，否则按该并网机组当月上网电量的 0.2%考核。

第四十八条 电力调度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。

1、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技术规程》(DL/T563-2016)等国家和行业标准的要求，并满足华北电网安全稳定运行的要求。

2、并网发电厂的调速系统应由并网发电厂委托有资质的试验部门，在机组并网前进行必要的静态调试和动态模拟试验，其主要性能指标必须符合国标要求。电力调度机构有权督促并网发电厂进行试验。

3、对于已经投入运行、但主要技术指标不符合国标要求和不能满足电网安全稳定运行要求的调速系统，应逐步进行技术改造，并将改造计划和改造方案报送电力调度机构。

4、并网电厂应加强调速系统的定期检修和运行维护，加强定值管理，确保调速系统的安全可靠运行。

第四十九条 电力调度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。

1、并网发电厂高压侧或升压站电气设备的性能参数应符合电网安全运行需要，涉及电网或设备安全运行重要参数应向电力调度机构报送备案。

2、并网发电厂高压侧或升压站电气设备应根据《电力设备预防性试验规程》（DL/T596-1996）的要求按周期进行预防性试验，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，并网发电厂应按所属电力调度机构的要求限期整改。

3、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补救措施。

4、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。

5、并网发电厂升压站主变中性点接地方式应满足所属电力调度机构的要求。

第五十条 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备运行情况进行如下考核：

1、由于并网发电厂高压侧或升压站电气设备原因引起事故（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》的定义为准），

每次按并网发电厂全厂当月上网电量的 0.2%考核。

2、并网发电厂高压侧或升压站电气设备主设备（含母线、联变、断路器、隔离开关、PT、CT、高压电抗器等）发生以下情形之一者，每次按并网发电厂全厂当月上网电量的 0.05%考核：

1) 由于电厂自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运，累计超过 0.1 次/台的；

2) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备主设备发生影响设备安全运行的缺陷，未及时采取措施或安排检修的；

3) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备主设备由于电厂自身原因未按规定周期或标准进行预试检修，造成设备存在安全隐患、威胁电网安全的。

第五十一条 电力调度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。

1、并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业规定和所属电力调度机构的调度规程的要求。电力调度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。

2、电力调度机构及并网水电厂应做好水调自动化系统的建设管理工作，制定水调自动化系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行，并按《全国电力二次系统安全防护总体方案》的要求做好安全防护工作。电力调度机构及水电厂应保证水调自动化系统维护管理范围内通信通道的畅通，负责水调自动化系统的信息维护。并网发电厂应按规定向所属电力调度机构水调自

动化系统传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、准确度和可靠性。不满足以上要求的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.1%。

3、电力调度机构应合理利用水力资源，充分发挥水库的综合效益和水电厂在电网运行中的调峰、调频和事故备用等作用。并负责编制水库群补偿调节方案，开展水库群优化调度工作等。并网水电厂发生重大事故后，应及时汇报所属电力调度机构，并按所属电力调度机构事故处理预案进行处理。事故处理完成后，并网发电厂应及时提交事故处理报告。

第五十二条 电力调度机构定期对并网运行的发电机组进行电网要求的性能指标测试，对于达不到性能指标要求的机组应在下一次停运检修时完成整改。

第五十三条 并网发电厂应通过电力调度机构的生产信息系统，按时填报有关机组、设备等运行参数和管理信息，并保证数据真实准确。未按时准确填报的，每次考核电量为并网电厂全厂当月上网电量的 0.05%。

第五十四条 并网发电厂运行值班或班长（具有接令资格）上岗前应通过电力调度机构组织的有关调度管理的学习培训和考核。

第六章 考核实施及信息发布

第五十五条 电力调度机构在国家能源局派出能源监管机构的授权下负责其直调发电厂并网运行管理考核工作，负责定期发布对并网发电厂的运行考核结果。

第五十六条 考核的基本原则是：

- （一）全网统一评价标准；
- （二）按月度以省级及以上电网为单位分别考核；
- （三）同一事件适用于不同条款的考核取考核扣减电量或收取考核费用最大的一款执行。

第五十七条 考核的依据是：电力调度机构制定的发电计划、检修计划、电压曲线，电力调度机构的能量管理系统(EMS)、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统(WAMS)等调度自动化系统的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音记录，保护启动动作报告及故障录波报告。

第五十八条 按照专门记帐、收支平衡的原则，进行并网发电厂运行管理考核结算。

第五十九条 按月度以省级及以上电网为单位按照电费结算权分别进行并网发电厂运行考核的结算。考核费用按调度管辖范围内的直调发电厂之间返还结零。

对调度权与电费结算权不在同一电网的发电企业，由拥有该厂电费结算权的电网企业与拥有该厂调度权的电网企业，在下月两家电网企业间电费结算总额基础上加（减）该发电企业应获得（支付）的并网运行考核费用结算总额，按照结算关系开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第六十条 并网发电厂月度总考核费用为：

$$\text{电厂考核费用} = \left(\sum_{i=1}^n W_{i_sum} \times C_i \right) + W_{P_sum} \times C_{P_max}$$

式中， W_{i_sum} 为机组 i 考核电量总和 (MWh)；

C_i 为机组 i 批复上网商运电价 (元/MWh)；

W_{P_sum} 为按电厂考核电量总和 (MWh)；

C_{P_max} 为全厂机组最高批复上网商运电价 (元/MWh)。

n 为该电厂机组总数。

上网电价以截止到当月最后一日的实际执行电价为基准参与计算。此后如出现电价调整，将不进行并网电厂考核及返回费用的追溯计算。

没有国家批复电价的抽水蓄能机组以所在电网燃煤火电机组脱硫标杆上网电价参与计算。月度总考核费用为所有电厂考核费用之和。

第六十一条 总考核费用按发电厂上网电费比例进行返还。

第 i 个电厂能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{\text{返还}}^i = R_{\text{总返还}} \times \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

式中， $R_{\text{总返还}}$ 等于月度总考核费用 (元)；

F_i 为第 i 个电厂月度上网电费 (元)；

N 为当月上网发电电厂的总数。

第六十二条 发电厂考核及返还费用等于当月该电厂获得的考核返还费用减去当月该电厂考核费用。

第六十三条 并网发电厂考核与返还费用结算采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。发电厂在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的考核及返还费用额度，向所在网、省电网公司开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第六十四条 每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构将上月直调电厂运行管理考核的初步统计情况在其“三公”门户网站上披露。

第六十五条 并网发电厂对考核情况有疑义，应在每月 15 日前向相应电力调度机构提出复核。电力调度机构经核查后，在接到问询的 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，可以向国家能源局派出能源监管机构提出申诉。

第六十六条 每月 20 日前，电力调度机构将上月直调电厂运行管理考核情况明细清单以正式文件和电子版本形式报送国家能源局派出能源监管机构，其中，山西省、山东省电力调度机构报当地能源监管办，其他电力调度机构报国家能源局华北监管局，经国家能源局派出能源监管机构批准后结果生效。

每月 25 日前，国家能源局派出能源监管机构在门户网站上发布上月发电厂并网运行管理考核结果。

第七章 监督管理

第六十七条 为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电力调度机构应建立相应的技术支持系统，并将信息接入国家能源局派出能源监管机构的监管信息系统。

第六十八条 并网发电厂与省（市）电力调度机构之间因并网运行管理考核、返还情况存在争议的，由属地能源监管办依法协调或裁决；未设立能源监管办的，由国家能源局华北监管局依法协调或裁决。

第六十九条 电网公司、电力调度机构和并网发电厂应按照《华北区域电力公开、公平、公正调度信息披露制度实施暂行办法》等规定披露和报送相关信息。

第七十条 电力调度机构、电网公司与并网发电厂签订的《并网调度协议》和《购售电合同》应按照《华北区域〈购售电合同〉与〈并网调度协议〉备案管理暂行办法》进行备案。

第七十一条 电网公司应按照国家能源局《电力“三公”调度交易及网厂电费结算情况报告内容及格式》和《华北区域电力公开、公平、公正调度情况报告管理暂行办法》按季度、年度向国家能源局派出能源监管机构报告电力“三公”调度及电费结算情况。国家能源局派出能源监管机构对报送和披露的电力“三公”调度和结算情况定期进行通报。

第七十二条 国家能源局派出能源监管机构根据《华北区域厂网联席会议制度实施暂行办法》定期召集各方召开厂网联席会议，通报电网和电厂运行中的主要情况、存在问题及并网发电厂运行考核情况，协调解决发电厂并网运行管理中的重大

问题。会后应形成会议纪要，向参加联席会议电力企业发布，重大问题同时报国家能源局。

第八章 附则

第七十三条 本细则将根据华北电网实际运行情况及时修订。国家能源局华北监管局根据并网考核情况，对考核标准进行修改，报国家能源局备案后执行。

第七十四条 本细则由国家能源局华北监管局负责解释。

第七十五条 本细则自 2019 年 10 月 1 日起施行。2008 年印发的《华北区域发电厂并网运行管理实施细则(试行)》(华北电监市场〔2008〕112号)及历次条款修订同时废止。

- 附件：1. 一次调频综合指标计算及考核度量方法
2. AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法

一次调频综合指标计算及考核度量方法

并网发电厂均应具备一次调频功能并投入运行，其一次调频性能需满足所属电力调度机构的要求。

一、一次调频动作过程

图 1 为机组一次调频评价指标计算说明图。以火电机组为例，从频率偏差超出死区开始（即自 A0 时刻起），单台机组开始快速响应频率的变化，按照各自静特性相应增大出力，随着全网机组出力的增加，频率逐渐稳定并开始上升，直至频率偏差恢复到死区范围内。图中 A0 表示一次调频评价开始时刻，为频率偏差超出一次调频死区的时刻；B0 表示一次调频评价结束时刻，为频率偏差恢复到死区范围内的时刻（若频率偏差从超出一次调频死区到恢复至死区范围内的时间超过 60 秒， $B0=A0+60s$ ）。A0 ~ B0 表示调频持续时间，即从频率偏差超出一次调频死区开始到频率偏差回到一次调频死区范围内的持续时间（若超过 60 秒，调频持续时间按照 60 秒计算）；A1 表示最大频偏时刻，A1 对应的频率偏差为最大频率偏差。其中，水电机组（包括抽水蓄能）调频死区取 0.05Hz，其它机组均取 0.033Hz。

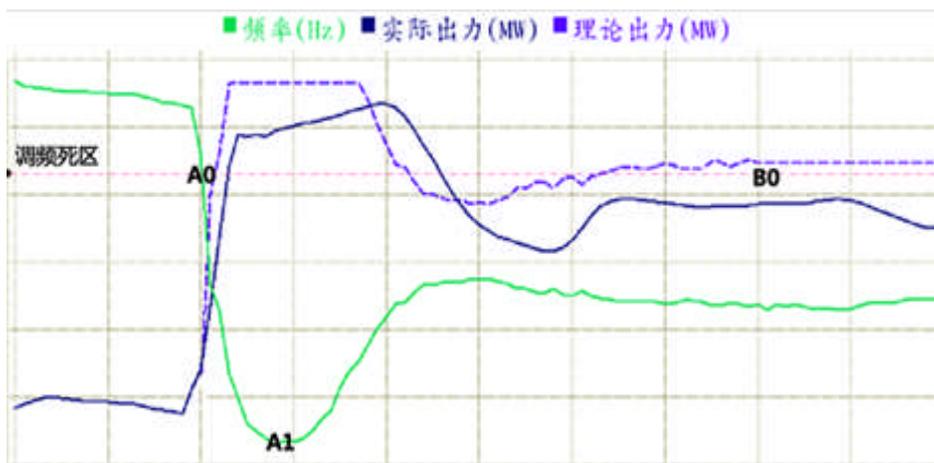


图 1 机组一次调频评价指标计算说明图

二、机组一次调频性能评价指标

1、15 秒出力响应指数 $\Delta P_{15\%}$ [%]:

从频率偏差超出死区开始,15 秒内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。

$$\Delta P_{15\%} = \frac{\Delta P_{15s.\max}}{\Delta P_{E.\max}} \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{15\%}$ 表示 15 秒出力响应指数； $\Delta P_{15s.\max}$ 表示从频率偏差超出死区开始,15 秒内机组一次调频实际最大出力调整量； $\Delta P_{E.\max}$ 表示机组调频持续时间（A0 ~ B0）内理论最大出力调整量。

2、30 秒出力响应指数 $\Delta P_{30\%}$ [%]:

从频率偏差超出死区开始,30 秒内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。

$$\Delta P_{30\%} = \frac{\Delta P_{30s.\max}}{\Delta P_{E.\max}} \times 100\%$$

上述公式中： $\Delta P_{30\%}$ 表示 30 秒出力响应指数； $\Delta P_{30s.\max}$ 表示从频率偏差超出死区开始,30 秒内机组一次调频实际最大出力调

调整量； $\Delta P_{E.\max}$ 表示机组调频持续时间（A0 ~ B0）内理论最大出力调整量。

3、电量贡献指数 $Q_{\%}$ [%]:

机组调频持续时间（A0 ~ B0）内，机组一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$Q_{\%} = \frac{\Delta Q_S}{\Delta Q_E} \times 100\%$$

式中： $Q_{\%}$ 表示机组一次调频电量贡献指数； ΔQ_S 表示机组一次调频实际贡献电量； ΔQ_E 表示机组一次调频理论贡献电量。

三、评价指标具体计算方法

1、实际最大出力调整量 $\Delta P_{S.\max}$ [MW]:

从频率偏差超出死区开始，T时间内机组一次调频向着减小频偏的方向实际最大补偿负荷值。

$$\begin{cases} \Delta P_{S.\max} = \max(P_S(t) - P_0) \begin{cases} f(t) - f_n \leq -0.05\text{Hz时(水电机组)} \\ f(t) - f_n \leq -0.033\text{Hz时(其他机组)} \end{cases}, t \in [0, T] \\ \Delta P_{S.\max} = -\max(P_0 - P_S(t)) \begin{cases} f(t) - f_n \geq 0.05\text{Hz时(水电机组)} \\ f(t) - f_n \geq 0.033\text{Hz时(其他机组)} \end{cases}, t \in [0, T] \end{cases}$$

上述公式中， $\Delta P_{S.\max}$ 表示 T 时间内机组一次调频实际最大出力调整量； $P_S(t)$ 为机组在 t 时刻的实际出力； P_0 表示频率偏差超出机组一次调频死区时刻机组的实际出力； $f(t)$ 表示机组在 t 时刻的实际频率； f_n 表示机组额定频率 50Hz。

2、理论最大出力调整量 $\Delta P_{E.\max}$ [MW]:

考虑机组实际负荷限制，在调频持续时间（A0 ~ B0）内对

应最大频偏时刻机组一次调频理论最大补偿负荷值。

$$\Delta P_{E.\max} = -\frac{\Delta f_{\max} \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_{E.\max}| \leq (K_P \times P_N)$$

上述公式中：

$\Delta P_{E.\max}$ 表示机组调频持续时间（A0 ~ B0）内理论最大出力调整量； P_N 表示机组额定功率； $f(t)$ 表示机组在 t 时刻的实际频率； f_n 表示机组额定频率 50Hz； Δf_{\max} 表示调频持续时间内，考虑到调频死区的实际最大频率偏差：

对于水电机组（包括抽水蓄能）

$$f(t) - f_n \geq 0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = \max(f(t) - f_n - 0.05);$$

$$f(t) - f_n \leq 0.05 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = -\max(f_n - 0.05 - f(t));$$

对于其他机组

$$f(t) - f_n \geq 0.033 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = \max(f(t) - f_n - 0.033);$$

$$f(t) - f_n \leq 0.033 \text{ Hz 时, } \Delta f_{\max} = -\max(f_n - 0.033 - f(t));$$

δ 表示转速不等率；火电、燃气机组一般取 5%，水电（包括抽水蓄能）机组一般取 3%； K_P 表示机组最大出力限幅，机组参与一次调频的调频负荷变化幅度上限可以加以限制，但限制幅度不应过小，规定如下：

a) 250MW > P_N 的火电机组，限制幅度 $\geq 10\% P_N$ ($K_P \geq 10\%$);

b) 350MW $\geq P_N \geq 250$ MW 的火电机组，限制幅度 $\geq 8\% P_N$ ($K_P \geq 8\%$);

c) 500MW $\geq P_N > 350$ MW 的火电机组，限制幅度 $\geq 7\% P_N$

($K_P \geq 7\%$);

d) $P_N > 500\text{MW}$ 的火电机组, 限制幅度 $\geq 6\% P_N$ ($K_P \geq 6\%$);

e) 额定负荷运行的机组参与一次调频时, 增负荷方向最大调频负荷增量幅度不小于 $5\% P_N$;

f) 燃机机组一次调频限幅参照火电机组;

g) 水电机组一次调频最大负荷限幅原则上不应加以限制, 但应考虑对机组的最大和最小负荷限制和避开振动区和空化区运行。

3、实际贡献电量 ΔQ_s [MWh]:

机组调频持续时间 ($A_0 \sim B_0$) 内, 实际的发电量比一次调频动作前状态的发电量增加或减少的部分, 即机组一次调频实际补偿电量。

$$\Delta Q_s = \int_{A_0}^{B_0} (P_s(t) - P_0) dt / 3600$$

上述公式中: ΔQ_s 表示机组一次调频实际贡献电量; A_0 表示一次调频评价起始时刻; B_0 表示一次调频评价结束时刻; P_0 表示评价起始出力; $P_s(t)$ 表示机组调频持续时间内 t 时刻的实际出力。

4、理论贡献电量 ΔQ_e [MWh]:

机组调频持续时间 ($A_0 \sim B_0$) 内, 考虑机组实际负荷限制, 机组一次调频理论补偿电量。

$$\Delta Q_e = \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_e(t) dt / 3600$$

$$\Delta P_e(t) = -\frac{\Delta f(t) \times P_N}{f_n \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_e(t)| \leq (K_p \times P_N)$$

上述公式中： ΔQ_E 表示机组一次调频理论贡献电量； A_0 表示一次调频评价开始时刻； B_0 表示一次调频评价结束时刻； $\Delta P_E(t)$ 表示机组调频持续时间内， t 时刻机组理论出力对应的调整量； P_N 表示机组额定功率； f_n 表示机组额定频率 50Hz； δ 表示转速不等率理论整定值； K_P 表示机组最大出力限幅（具体要求同上）。

$\Delta f(t)$ 表示机组调频持续时间内， t 时刻考虑到调频死区的频率偏差：

对于水电机组（包括抽水蓄能）

当 $f(t) - f_n \geq 0.05$ Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n - 0.05$ ；

当 $f(t) - f_n \leq -0.05$ Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n + 0.05$ ；

对于其他机组

当 $f(t) - f_n \geq 0.033$ Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n - 0.033$ ；

当 $f(t) - f_n \leq -0.033$ Hz 时， $\Delta f(t) = f(t) - f_n + 0.033$ ；

四、数据要求

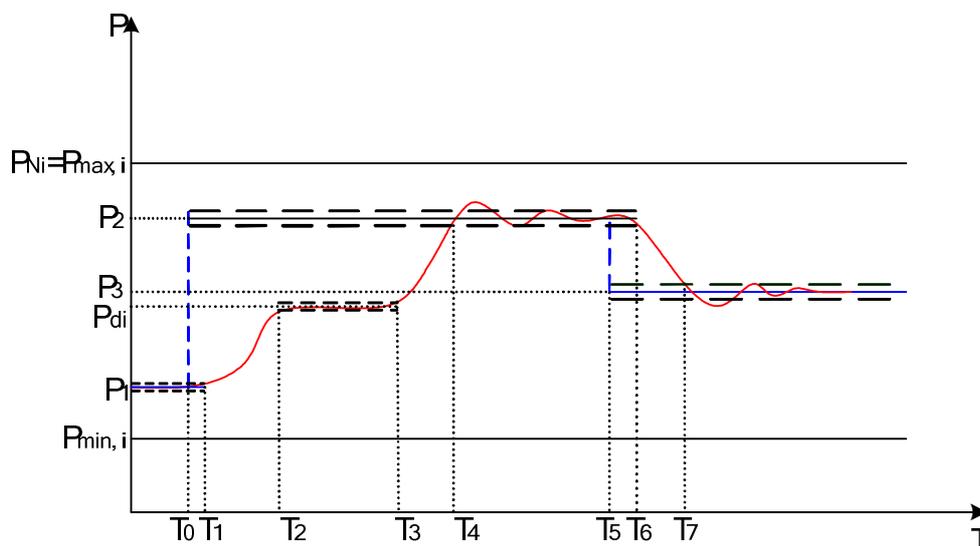
采用 PMU 数据进行计算。

附件 2

AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法

一、AGC 机组调节过程

如下图所示,这是网内某台机组一次典型的 AGC 机组设点控制过程。



图中, $P_{\min,i}$ 是该机组可调的下限出力, $P_{\max,i}$ 是其可调的上限出力, P_{Ni} 是其额定出力, P_{di} 是其启停磨临界点功率。整个过程可以这样描述: T_0 时刻以前, 该机组稳定运行在出力值 P_1 附近, T_0 时刻, AGC 控制程序对该机组下发功率为 P_2 的设点命令, 机组开始涨出力, 到 T_1 时刻可靠跨出 P_1 的调节死区, 然后到 T_2 时刻进入启磨区间, 一直到 T_3 时刻, 启磨过程结束, 机组继续涨出力, 至

T4 时刻第一次进入调节死区范围，然后在 P2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P2 附近，直至 T5 时刻，AGC 控制程序对该机组发出新的设点命令，功率值为 P3，机组随后开始降出力的过程，T6 时刻可靠跨出调节死区，至 T7 时刻进入 P3 的调节死区，并稳定运行于其附近。

二、各类性能指标的具体计算方法

定义两类 AGC 补偿考核指标，即可用率、调节性能：

- 1) 可用率反映机组 AGC 功能良好可用状态；
- 2) 调节性能目前考虑调节速率、调节精度与响应时间等三个因素的综合体现；

各类指标的计算方法如下：

（一）可用率

1、计算公式

$$K_A = \frac{\text{可投入AGC时间}}{\text{月有效时间}}$$

其中可投入 AGC 时间指结算月内，机组 AGC 保持可用状态的时间长度，月有效时间指月日历时间扣除因为非电厂原因（含检修、通道故障等）造成的不可用时间。

2、计算频率

每月统计一次。

（二）调节性能

1、调节速率

1) 计算公式

调节速率是指机组响应设点指令的速率，可分为上升速率和下降速率。第 i 台机组第 j 次调节的调节速率考核指标计算过程描述如下：

在涨出力阶段，即 $T1 \sim T4$ 区间，由于跨启磨点，因此在计算其调节速率时必须消除启磨的影响；在降出力区间，即 $T5 \sim T6$ 区间，未跨停磨点，因此计算时勿需考虑停磨的影响。综合这两种情况，实际调节速率计算公式如下：

$$v_{i,j} = \begin{cases} \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & P_{di,j} \notin (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \\ \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{(T_{Ei,j} - T_{Si,j}) - T_{di,j}} & P_{di,j} \in (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \end{cases}$$

式中 $v_{i,j}$ 是机组 i 第 j 次调节的调节速率 (MW/分钟)， $P_{Ei,j}$ 是其结束响应过程时的出力 (MW)， $P_{Si,j}$ 是其开始动作时的出力 (MW)， $T_{Ei,j}$ 是结束的时刻 (分钟)， $T_{Si,j}$ 是开始的时刻 (分钟)， $P_{di,j}$ 是第 j 次调节的启停磨临界点功率 (MW)， $T_{di,j}$ 是第 j 次调节启停磨实际消耗的时间 (分钟)。

若机组跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程(未能进入目标死区)时，则调节速率为指令结束时刻机组出力减去跨出死区时刻出力获得的有功变化量再除以该段调节时间计算而得。

$$K_1^{i,j} = 2 - \frac{v_{N,i}}{v_{i,j}}, \text{ 如果 } K_1^{i,j} \text{ 的计算值小于 } 0.1, \text{ 则取为 } 0.1.$$

式中， $v_{M,i}$ 为机组 i 标准调节速率，单位是 MW/分钟，其中：
一般的直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为机组额定有功功率的 1.5%；一般的带中间储仓式制粉系统的火电机组为机组额定有功功率的 2%；循环流化床机组和燃用特殊煤种（如劣质煤，高水分低热值褐煤等）的火电机组为机组额定有功功率的 1%；超临界定压运行直流炉机组为机组额定有功功率的 1.0%，其他类型直流炉机组为机组额定有功功率的 1.5%；燃气机组为机组额定有功功率的 4%；水力发电机组为机组额定有功功率的 10%。若机组进入额定出力 50%以下的深调工况时 AGC 调节速率要求为常规调节时的 80%。 $K_{1,j}^{i,j}$ 衡量的是机组 i 第 j 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

2) 计算频率

每次满足调节速率计算条件时计算。

2、调节精度

1) 计算公式

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下：

在第 i 台机组平稳运行阶段，即 T4 ~ T5 区间，机组出力围绕 P2 轻微波动。在类似这样的时段内，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式：

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} |P_{i,j}(t) - P_{i,j}| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中， $\Delta P_{i,j}$ 为第 i 台机组在第 j 次调节的偏差量 (MW)， $P_{i,j}(t)$ 为其在该时段内的实际出力， $P_{i,j}$ 为该时段内的设点指令值， $T_{Ei,j}$ 为该时段终点时刻， $T_{Si,j}$ 为该时段起点时刻。

若机组跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程(未能进入目标死区)时，则调节精度为从跨出同方向死区到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的最小值。

$$K_2^{i,j} = 2 - \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

式中调节允许的偏差量为机组额定有功功率的 1%。若机组进入额定出力 50% 以下的深调工况时 AGC 调节精度要求为常规调节时的 125%。 $K_2^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

如果 $K_2^{i,j}$ 的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

2) 计算频率

每次满足调节精度计算条件时计算。

3、响应时间

1) 计算公式

响应时间是指 EMS 系统发出指令之后，机组出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。

即

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{i,j}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{i,j} = 2 - \frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中， $t_{i,j}$ 为机组 i 第 j 次 AGC 机组的响应时间。火电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒，若机组进入额定出力 50% 以下的深调工况时 AGC 响应时间要求为常规调节时的 125%。 $K_3^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果 $K_3^{i,j}$ 的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

2) 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

4、调节性能综合指标

1) 计算公式

每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能。

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次调节过程中的调节性能好差程度。如果 $K_1^{i,j}$ 、 $K_2^{i,j}$ 、 $K_3^{i,j}$ 计算值大于 1.5，则取 1.5 参与计算。

调节性能日平均值 K_{pd}^i

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{机组}i\text{被调用AGC}(n > 0) \\ 1 & \text{机组}i\text{未被调用AGC}(n = 0) \end{cases}$$

式中， K_{pd}^i 反映了第*i*台AGC机组一天内*n*次调节过程中的性能指标平均值。未被调用AGC的机组是指装设AGC但一天内一次都没有被调用的机组。

调节性能月度平均值

$$K_p^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^N K_p^{i,j}}{N}, & \text{机组}i\text{被调用AGC}(N > 0) \\ 1 & \text{机组}i\text{未被调用AGC}(N = 0) \end{cases}$$

式中， K_p^i 反映了第*i*台AGC机组一个月内*N*次调节过程中的性能指标平均值。未被调用AGC的机组是指装设AGC但在考核月内一次都没有被调用的机组。

2) 计算频率

每次AGC指令下发时计算，次日统计前一日的平均值，月初统计上月的平均值。

5、AGC控制模式说明

AGC主站控制软件在对AGC机组在进行远方控制时，可以采取多种控制模式，介绍如下：

1) 自动调节模式。自动调节模式又包括若干子模式

- ◆ 无基点子模式
- ◆ 带基点正常调节子模式

- ◆ 带基点帮助调节子模式
- ◆ 带基点紧急调节子模式
- ◆ 严格跟踪基点子模式

2) 人工设点模式

华北区域风电场并网运行管理实施细则

(2019年修订版)

第一章 总则

第一条 为保障电力系统安全稳定运行，落实国家可再生能源政策，规范风电并网调度运行管理，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》《电力监管条例》《电网调度管理条例》《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T 19963-2011)、《风电调度运行管理规范》(NB/T 31047-2013)、《电力系统网源协调技术规范》(DL/T 1870-2018)、《风电场功率预测预报管理暂行办法》(国能新能〔2011〕177号)、《发电厂并网运行管理规定》(电监市场〔2006〕42号)等制定本细则。

第二条 本细则原则上应用范围为已并网运行的，由地(市)级及以上电力调度机构调度的风电场。县电力调度机构及其调度的风电场可参照执行。

新建风电场自第一台风电机组并网当日起，六个月后参与本细则；扩建风电场自第一台风电机组并网当日起，进行参数设置更新，自动纳入本细则考核管理，免除因扩建期间配合主站调试引起的技术管理考核。

第三条 风电场以工商注册公司为基本结算单元参与本细

则。

第四条 能源监管机构负责对风电场执行本细则及结算情况实施监管。华北区域省级及以上电力调度机构在能源监管机构授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内风电场参与本细则的执行与结算，运行结果报能源监管机构批准后执行，依据运行结果风电场承担相应的经济责任。

第二章 调度管理

第五条 风电场应严格服从所属电力调度机构的指挥，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风电场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电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次按照全场当月上网电量的1%考核，若考核费用不足10万元，则按10万元进行考核。

(一)未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态，以及与电网安全稳定运行有关的安全稳定控制装置、AGC、AVC装置等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外，但须向电力调度机构报告）；

(二)拖延或无故拒绝执行调度指令；

(三) 不如实反映调度指令执行情况;

(四) 现场运行人员配置不符合基本要求,特别是无法满足现场运行人员 24 小时不间断倒班,且每值至少保证有 2 人(其中值长 1 人)具备调度业务联系资格,满足 1 人执行调度指令和另 1 人监护操作的基本要求。

(五) 现场值长离开工作岗位期间未指定具备联系调度业务资格的接令者;

(六) 不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施;

(七) 调度管辖设备发生事故或异常,10 分钟内未向电力调度机构汇报(可先汇报事故或异常现象,详细情况待查清后汇报);

(八) 在调度管辖设备上发生误操作事故,未在 1 小时内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报;

(九) 未按要求向电力调度机构上报试验申请、方案;

(十) 未能按照电力调度机构安排的测试计划开展并网测试,且未在规定时间内上报延期申请;

(十一) 擅自退出有功控制系统(AGC)、自动电压控制系统(AVC)运行;

(十二) 有功出力未按调度指令执行,抢发多发、且警告 2 次无效;

(十三) 其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第六条 设备检修计划要求如下:

(一) 并网风电场不按时上报月度、周、日前检修计划的工作,按当月上网电量的 0.5%考核。无检修工作票擅自进行检修工作的,按当月上网电量的 0.5%考核。

(二) 检修计划确定后,因申请的检修工作票中设备名称错误、工作内容错误、工作内容与设备名称不符及相关检修工作票之间有冲突导致退票的,每次按当月上网电量的 0.2%考核。检修工作票其他内容存在错误且被退票 2 次以上(含 2 次)的,每次按当月上网电量的 0.2%考核。因风电场自身原因导致月度、周检修计划调整(含新增、变更工期、取消)的,分别按当月上网电量的 0.2%、0.1%考核。

(三) 设备计划检修期间,风电场可在所属电力调度机构发布的调度规程规定的时间内申请延期一次,完工时间延期后,若风电场因自身原因导致检修工作仍不能按调度批复的最终工期完工,则按当月上网电量的 0.2%考核。

(四) 由于并网风电场原因造成场内输变电设备(出线、开关、变压器、母差保护等)重复性检修停电及非计划停运的,按以下标准考核:

并网风电场原因造成场内升压站同一出线、开关、主变及

母差保护年度停电次数 2 次以上（含 2 次），每次考核电量为该风电场当月上网电量的 0.5%，每月考核电量累计不超过当月上网电量的 1%。

并网风电场场内发输变电设备非计划停运且消缺时间超过 24 小时的，按当月上网电量的 0.1%考核。

第七条 风电场因安自装置动作，频率、电压等电气保护动作导致风机解列不允许自启动并网。风电机组再次并网须向值班调度员提出申请，在电网条件允许情况下，由值班调度员下令同意并网后风电机组方可进行并网。若违反上述规定，每次按照全场当月上网电量的 2%考核，考核费用不足 20 万元，则按 20 万元进行考核。若违反上述规定，并且风电并网于与主网解列的小地区，按照全场当月上网电量的 4%考核，考核费用不足 40 万元，则按 40 万元进行考核。

第八条 风电场应按照电力调度机构要求控制有功功率变化值（含正常停机过程）。风电场装机容量小于 30MW 时，10 分钟有功功率变化最大限值为 10MW，1 分钟有功功率变化最大限值为 3MW；风电场装机容量在 30~150MW（含）时，10 分钟有功功率变化最大限值为该风电场装机容量的 1/3，1 分钟有功功率变化最大限值为该风电场装机容量的 1/10；风电场装机容量大于 150MW 时，10 分钟有功功率变化最大限值为 50MW，1 分钟有功功率变化最大限值为 15MW。此项按日进行考核，10 分钟有功功率变化按

照时间区间内最大值与最小值之差进行统计。因风速降低或风速超出切出风速而引起的风电场有功功率变化超出有功功率变化最大限值的不予考核。变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 10 \times 1 \text{小时}$$

其中 $P_{i,c}$ 为 i 时段内超限值的功率变化值， P_{lim} 为功率变化限值。

第九条 当风电场因自身原因造成风机大面积脱网，一次脱网风机总容量超过风电场装机容量的 30%，每次按照全场当月上网电量的 3% 考核。若发生风机脱网考核且月累计考核费用不足 20 万元，则按 20 万元进行考核。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的风电场，以风电场上网出口为脱网容量的考核点。

第十条 当确需限制风电出力时，风电场应严格执行电网调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线），超出曲线部分的电量列入考核。

电力调度机构调度自动化系统按风电场结算单元实时采集风电场的电力，要求在限风时段内实发电力不超计划电力的 1%。限风时段内实发电力超出计划电力的允许偏差范围时，超标部分电力的积分电量按 2 倍统计为考核电量。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的风电场，取风电场与储能装置实发（受）电力的代数和为限风时段内计划电力的考核值。

第十一条 风电场应开展风电功率预测工作，并按电力调度机构要求将预测结果报电力调度机构。根据风电场上报风电功率预测工作开展的情况，按照以下方式进行考核：

（一）风电场应在电力调度机构指定的位置按要求安装测风塔及其配套设备，并将测风塔相关测量数据传送至电力调度机构。风电场应按照电力调度机构要求报送测风数据，并保证数据准确性。未能按照电力调度机构要求完成测风塔数据上传及历史数据报送工作的，每月按照全场当月上网电量的 0.1%考核。风电场测风数据准确率应达到 95%以上，不到 95%的，每降低 1 个百分点，按照当月上网电量的 0.01%考核。全月累计考核电量的最大值不超过风电场当月上网电量的 0.1%。

（二）风电场应及时向电力调度机构报送风电场装机容量、可用容量。电力调度机构对报送情况进行考核。

1、风电场装机容量发生变化后，需在 24 小时内上报电力调度机构，并保证上报准确，每迟报一天按照当月全场上网电量的 0.1%。考核

2、风电场可用容量发生变化后，需在 4 小时内报告电力调度机构，并保证报送数据准确，每迟报 1 小时按照当月全场上网

电量的 0.1%考核。

(三) 风电场应向电力调度机构报送风电功率预测结果。电力调度机构对风电场上报风电功率预测结果进行考核,考核内容包括上报率、中短期功率预测准确率和超短期功率预测准确率。在风电受限时段,预测准确率不计入考核统计。

中短期预测是指预测次日 0 时开始至未来 168 小时的新能源发电功率,超短期预测是指预测自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时的新能源发电功率。两者时间分辨率均为 15 分钟。

1、中短期风电功率预测

风电场每日 9 时前向电网调度机构提交中短期功率预测数据和次日 0 时至 24 时的计划开机容量。

1) 风电场风电中短期功率预测上报率应达到 100%,少报一次按照当月全场上网电量的 0.1%考核。风电场中短期风电功率预测上报率按日进行统计,按月进行考核。

2) 中短期功率预测中的次日预测准确率应大于等于 85%。当准确率小于 85%时,按以下公式考核中短期功率预测中次日 0 时至 24 时的预测结果。风电场次日功率预测准确率按日进行统计,按月进行考核。

$$Acc_{day-ahead} = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n [(p_i - p'_i)^2 \cdot \frac{|p_i - p'_i|}{\sum_{i=1}^n |p_i - p'_i|]}}{Cap}$$

次日预测准确率考核电量 = $(85\% - Acc_{day-ahead}) \times P_N \times 0.4$

其中： $Acc_{day-ahead}$ 为次日预测准确率； Cap 为新能源电站考核日的最大开机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站实际功率（单位：MW）； p'_i 为 i 时刻新能源电站预测功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数； P_N 为新能源电站装机容量（单位：MW）。

2、超短期风电功率预测

1) 风电场每隔 15min 自动向电网调度机构提交自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时共 16 个时间节点的超短期风电功率预测数据和开机容量。风电场超短期风电功率预测上报率应达到 100%，上报率每降低 1% 按照当月全场上网电量的 0.1% 考核。风电场超短期功率预测上报率按月进行考核，全月累计考核电量的最大值不超过风电场当月上网电量的 3%。

2) 超短期功率预测准确率应大于等于 90%。当准确率小于 90% 时，按以下公式考核。风电场超短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc'_{real-time} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{16} [(p_j - p'_j)^2 \cdot \frac{|p_j - p'_j|}{\sum_{j=1}^{16} |p_j - p'_j|]}}{Cap}\right) \times 100\%$$

$$Acc_{real-time} = \frac{\sum_{i=1}^n Acc'_{real-time,i}}{n} \times 100\%$$

超短期准确率考核费用 = $(90\% - Acc_{real-time}) \times P_N \times 0.4$

其中： $Acc_{real-time}$ 为该日超短期预测的平均准确率， $Acc'_{real-time,i}$

为 i 时刻超短期预测的准确率； Cap 为超短期功率预测期内的新能源电站最大开机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站的实际功率（单位：MW）； p'_i 为 i 时刻新能源电站的预测功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数； P_N 为新能源电站装机容量（单位：MW）。

（四）由于电网检修原因及 AGC 调试等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况可视情况给予免考。

（五）风电场应向电力调度机构报送理论发电功率和可用发电功率。理论发电功率指在当前风资源条件下，所有风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。

1、完整率

根据风电场上传情况统计理论和可用功率的完整率，其计算公式如下：

$$\text{完整率} = \left(1 - \frac{L}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中 T 、 G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数， L 为数据缺失点的个数。

2、正确率

根据风电场上传情况统计可用功率的正确率，其计算公式如下：

$$\text{正确率} = \left(1 - \frac{M}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中， T 、 G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数， M 为理论和可用功率数据异常点的个数，包括死数、负数和不满足逻辑关系的点。

理论、可用功率的完整率和正确率按日进行统计，按月求平均值进行考核。对以上两指标未达到 100%的，分别按每降低 1%，考核风电场当月上网电量 0.1%，两指标合计月度考核电量的最大值不超过该风电场当月上网电量的 3%。

第三章 技术管理

第十二条 风电机组应具备电网规定要求的低电压/高电压穿越能力。在国家标准中未提出相关要求之前，可暂不考核。至国家标准中提出相应要求之后，再按相关要求开始考核。在风电场内同一型号风机未在能源监管机构要求的期限内完成低电压/高电压穿越改造，或已完成现场改造计划但未在 6 个月内完成检测认证的风电机组视为不具备低电压/高电压穿越能力，禁止并网。

若具备检测条件的风电场风机现场检测不合格，或经现场抽检合格后仍在低电压/高电压穿越范围内发生脱网，自脱网时刻起该风电场同型机组禁止并网，直至完成低电压/高电压穿越改造。同时在该风电场同型机组重新完成整改并提供检测认证报告前，当月按以下公式考核：

$\frac{\text{风场内不具备低电压穿越能力的风机容量}}{\text{风场总装机容量}} \times \text{风场月上网电量}$

第十三条 接入 35kV 及以上电压等级的并网风电机组应具备一次调频功能，新投产风电机组不具备一次调频功能不允许并网运行。现有风电机组应按要求进行一次调频功能改造。风电机组应按照电网要求进行机组大扰动性能实验考核，参加大扰动性能实验考核的机组试验期间不参与电网实际一次调频考核。

对于存在次/超同步振荡风险的风电场，应在电场侧采取有效抑制措施降低次/超同步振荡风险。相关风电场在投运前应提供相关抑制措施报告，已并网机组应按照相关要求改造。

第十四条 风电场应具备有功功率调节能力，需配置有功功率控制系统，接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制信号 (AGC 功能)，确保风电场最大有功功率值不超过电力调度机构的给定值。风电场 AGC 子站上行信息应包含有效容量、超短期预测等关键数据。不具有有功功率调节能力的风电场，每月按全场当月上网电量 1% 考核。早期投产的风电场，且不具备变桨调节的风机，由能源监管机构认定后免于考核。

第十五条 风电场应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节功能。

(一) 若风电场内无动态无功补偿装置 (动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG)，在场内动态无功补偿装置

安装投入运行前，每月按当月上网电量的 2%考核；

(二) 风电场应按照接入系统审查意见、《转发国家电监会办公厅〈关于切实加强风电场安全监督管理遏制大规模风电机组脱网事故的通知〉》(华北电监安全〔2011〕51号)、《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T 19963-2011)等有关要求配置动态无功补偿装置，动态无功补偿装置性能(包括容量配置和调节速率)不满足电网要求的风电场在完成整改前，每月按当月上网电量的 1%考核。

风电场的动态无功补偿装置应投入自动运行，电力调度机构按月统计各风电场动态无功补偿装置月投入自动可用率 $\lambda_{\text{可用}}$ ，计算公式如下：

$$\lambda_{\text{可用}} = (\text{每台装置投入自动可用小时数之和} / (\text{升压站带电小时数} \times \text{装置台数})) \times 100\%$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率以 95%为合格标准，低于 95%的风电场考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \times W_a$$

W_a 为该风电场当月上网电量。

(三) 风电场应按照调度运行要求装设自动电压控制(AVC)子站，AVC子站各项性能应满足电网运行的需要。未在电力调度机构要求的期限内完成AVC子站的装设和投运工作，每月按全场当月上网电量 6%考核。

电力调度机构对已安装AVC子站的并网风电场进行其投运率

和调节合格率的考核，风电场应加强机组 AVC 子站的装置维护工作。

1、AVC 投运率考核：

在并网风电场 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 闭环运行时，电力调度机构按月统计各风电场 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 子站投运时间} / \text{风电场运行时间} \times 100\%$$

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98%为合格标准，全月 AVC 投运率低于 98%的风电场考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为风电场 AVC 投运率； W_a 为该风电场当月上网电量。

2、AVC 调节合格率考核：

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核风电场 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。

AVC 调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 调节合格率} = \text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数} \times 100\%$$

AVC 合格率以 96%为合格标准，全月 AVC 合格率低于 96%的风

电场考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(96\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为风电场 AVC 调节合格率； W_a 为该风电场当月上网电量。

（四）风电场应按照调度运行要求确保并网点电压（风电场升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之内，电力调度机构按季度印发各风电场电压曲线，并按月统计各风电场电压合格率，电压合格率计算公式如下：

电压合格率 = 并网点电压运行在电压曲线范围之内时间 / 升压站带电运行时间 × 100%

电压合格率以 100% 为合格标准，全月电压合格率低于 100% 的风电场考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(100\% - \lambda_{\text{电压}})}{30} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为风电场电压合格率； W_a 为该风电场当月上网电量。

（五）若风电场已经按照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，经调度机构审核批准后该时段免于考核。

第十六条 风电场应执行继电保护及安全自动装置管理规定，电力调度机构按其调度管辖范围对风电场进行如下考核：

（一）并网风电场线路、变压器、母线、风机、变频器所配

继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按照全场当月上网电量的 0.5%考核。造成电网事故的，每次按照全场当月上网电量的 1%考核，该项总考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。

（二）风电场继电保护及安全自动装置的配置应满足继电保护相关规程、规定要求。不满足的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

（三）并网风电场线路、变压器、母线、风机、变频器所配继电保护和安全自动装置未按调度要求投运，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，每次按照全场当月上网电量的 1%考核。该项考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。

（四）并网风电场故障录波器时钟不准确，装置及接入量命名不规范，故障录波器与电力调度机构主站数据连通中断，不能提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

（五）风电场汇集线系统单相故障应能快速切除，不满足要求的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

（六）并网风电场在 24 小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。超过 24 小时，每天按照全场当月上网电量的 0.5%考核。

(七) 风电场涉网保护应按照电网有关规定和要求配置，在风电场涉网保护配置及定值整定满足电网要求之前，每月扣全场当月上网电量 1%。该项考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。

(八) 并网风电场应按照继电保护管理要求及时填报设备基础数据。

1、继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，并网风电场应在处理完毕后 3 个工作日内在继电保护统计分析及运行管理系统中填报缺陷及异常处理情况，未及时填报，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

2、电力系统发生的故障，并网风电场应在故障发生后 1 个工作日内在继电保护统计分析及运行管理系统中报送故障数据。未及时报送，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

3、风电场新投继电保护设备，应在投运后 5 个工作日内完成继电保护统计分析及运行管理系统的设备台帐填报工作，未及时、准确、完整报送，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

4、风电场每月 5 日前应在相应的调度管辖机构的管理系统中完成上月继电保护动作统计月报，未及时报送，每次按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

(九) 电力调度机构对并网风电场继电保护专业的安全运行水平进行考核：

1、并网风电场受到继电保护技术监督一级告警，每次考核

电量为并网电厂当月上网电量的 0.5%。若未按期整改，每次考核电量增加为当月上网电量的 1.5%。

2、并网风电场受到继电保护技术监督二级告警，每次考核电量为并网电厂当月上网电量的 0.25%。若未按期整改，每次考核电量增加为当月上网电量的 0.75%。

第十七条 电力调度机构按其管辖范围对并网风电场自动化设备（包括监控系统、PMU 装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备等）开展技术指导和管理工作。电力调度机构对并网风电场自动化设备的运行进行考核：

（一）并网风电场应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置、电能量远方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置（北斗 II 代及以上版本）、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、电力监控系统安全防护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、微型纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS 电源等各类自动化设备，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，按每类系统（或每小类设备）考核风电场当月上网电量的 1%。

（二）并网风电场上送调控机构的各类自动化设备数据（信息），包括远动 104 数据、PMU 数据、电量数据、时钟监测信息、

网络安全监测装置采集信息等，应完整、齐全、准确，数据（信息）不完整、不齐全、不准确的，按每类数据（信息）考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（三）并网风电场应配合相关电网公司的技术改造计划，按要求进行自动化设备的改造，电力调度机构应督促并网风电场按期完成调度管辖范围内有关自动化设备的整改工作。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网风电场当月上网电量的 0.5%。

（四）监控系统远动工作站、PMU 装置、电量采集装置、时钟监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备等自动化设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ ，每降低一个百分点（含不足一个百分点），每类自动化设备考核并网风电场当月上网电量的 0.1%，有多类设备不满足可用率要求，按类数进行累加。

（五）并网风电场应确保升压站监控系统可靠运行，远动 104 数据实时、准确上送。

1、发生远动 104 链路中断，每次考核风电场当月上网电量的 0.2%，若该项考核总费用不足 2 万元，则按 2 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.1%。

2、发生远动 104 数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如异常时间超过 4 小时，每超过 4 小

时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（六）并网风电场应确保 PMU 装置可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（七）并网风电场应确保电能量远方终端和电能表可靠运行，电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（八）并网风电场应确保 AGC 装置、AVC 装置可靠运行，实时、准确跟踪调控机构下发的有功控制、无功控制指令，发生 AGC 装置、AVC 装置异常造成未实时、准确跟踪指令等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.2%，若该项考核总费用不足 2 万元，则按 2 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.1%。

（九）并网风电场应确保调度数据网设备可靠运行，发生调

度数据网链路中断等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（十）并网风电场应确保时间同步装置、时钟监测装置可靠运行，发生时钟监测链路中断、时间错误等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 8 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.05%。

（十一）并网风电场应配置机房视频监控系统、电子门禁系统，未配置上述系统的，按每类系统考核风电场当月上网电量的 0.5%。

（十二）并网风电场在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向调控机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。

1、在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，考核风电场当月上网电量的 0.5%。

2、已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，考核风电场当

月上网电量的 0.2%。

(十三) 并网风电场应按要求及时、完整、准确录入和维护自动化系统和设备台帐信息, 不满足上述要求的, 按每类系统(设备)考核风电场当月上网电量的 0.1%。

(十四) 并网风电场应-按要求及时接收调控机构下发的自动化设备缺陷管理流程, 并及时上报缺陷原因、处理过程和结果, 不满足上述要求的, 按每个流程考核风电场当月上网电量的 0.1%。

(十五) 并网风电场应严格按照调控机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作, 未按要求开展工作的, 每次考核风电场当月上网电量的 0.2%。

(十六) 并网风电场电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统, 不满足上述要求的, 按每类设备(或操作系统)考核风电场当月上网电量的 0.5%。

(十七) 并网风电场应配置网络安全管理人员并在调控机构进行备案, 不满足上述要求的, 考核风电场当月上网电量的 0.5%。

(十八) 并网风电场应定期开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作, 并及时向调控机构提交等级保护测评和安全防护评估报告, 不满足上述要求的, 每项考核风电场当月上网电量的 0.8%。

(十九) 并网风电场电力监控系统应满足“安全分区、网络

专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，不同安全区的设备应部署在不同机柜（屏柜）内，且边界和标识清晰；安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致，不满足上述要求的，考核风电场当月上网电量的 0.5%。

（二十）并网风电场电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠，禁止非法连接外部网络，禁止远程运维，不满足上述要求的，考核风电场当月上网电量的 1%。因该项行为对电网安全造成严重威胁的，根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等有关规定，依法对风电场采取解列发电设备、吊销电力业务许可证等措施。

（二十一）并网风电场电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，包括消除垃圾软件、程序漏洞、缺省用户和弱口令，关闭不使用的硬件接口和网络服务等，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，运维操作行为规范，不满足上述要求的，每项考核风电场当月上网电量的 0.2%。

（二十二）并网风电场电力监控系统应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和存储设备进行系统调试、运维等工作，不满足上述要求的，考核风电场当月上网电量的 0.5%。

（二十三）并网风电场应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。

1、横向隔离装置故障造成横向业务失去防护，生产控制大

区与管理信息大区或外部网络直接连接，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

2、纵向加密认证装置故障造成纵向业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警信息、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

3、网络安全监测装置故障、配制错误等造成相关信息无法采集或采集信息错误等，网络安全监测装置产生相关告警信息等，每次考核风电场当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如故障时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核风电场当月上网电量的 0.2%。

第十八条 电力调度机构按其管辖范围对并网风电场通信设备开展技术指导和管理工作的。电力调度机构对并网风电场通信专业的工作进行如下考核：

（一）风电场通信设备的配置应满足相关规程、规定要求，

不满足的风电场应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全场当月上网电量的 0.25%考核。

（二）当并网风电场接到电力调度机构通知需要新增、变更通信运行方式时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作并于 5 个工作日内反馈执行情况，如未按期完成或未按时反馈执行情况考核电量为并网风电场当月上网电量的 0.1%。

（三）并网风电场对接入电网通信系统的通信设施进行重要操作，必须按通信系统检修规定提前向电网通信主管部门申报，并得到许可。未经许可擅自操作的，每次考核当月上网电量 0.5%，不足 5 万元按 5 万元考核。

（四）并网风电场通信设备故障，造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大，每次考核当月上网电量 0.5%，不足 5 万元按 5 万元考核。

（五）因并网风电场原因造成通信出现下列情形的，分别进行考核，若有重复，按考核电量或考核费用最大的一款执行。

1、影响电网调度和发供电设备运行操作的，每次考核当月上网电量 0.3%，不足 3 万元按 3 万元考核；

2、造成任何一条调度电话通信通道连续停运时间 4 小时以上的，每次每条考核当月上网电量 0.1%，不足 1 万元按 1 万元考核；

3、造成任何一条继电保护或安稳装置通信通道连续停运时

间 4 小时以上的，每次每条考核当月上网电量 0.2%，不足 2 万元按 2 万元考核；

4、造成任何一条远动信息通信通道连续停运时间 4 小时以上的，每次每条考核当月上网电量 0.1%，不足 1 万元按 1 万元考核；

5、由于光缆、设备、电源等原因造成并网风电场与电力调度机构通信电路全部中断的，每次考核当月上网电量 0.5%，不足 5 万元按 5 万元考核；

6、并网风电场在具备两个及以上独立的通信传输通道时，任一条通信光缆引入缆连续故障时间超过 24 小时的，按每天 3 万元考核；

7、并网风电场任一通信设备故障停运，时间超过 24 小时，按每天 2 万元考核；

8、并网风电场内录音设备失灵，影响电网事故分析的，每次考核当月上网电量 0.2%，不足 2 万元按 2 万元考核；

9、并网风电场任一通信设备发生故障或缺陷，超过 1 个月不处理的，每次考核当月上网电量 0.2%，不足 2 万元按 2 万元考核。

第十九条 电力调度机构按其管辖范围对并网风电场信息报送工作进行管理。电力调度机构对并网风电场信息报送工作进行如下考核：

(一) 并网风电场启动后应于每月 5 日 18 点前上报风电场运行数据月报, 未及时报送和误报, 每次考核电量为全场当月上网电量的 0.25%。

(二) 并网风电场启动后应于每月 5 日 18 点前上报风电场电网安全运行分析月报, 未及时报送、误报、漏报, 每次考核电量为全场当月上网电量的 0.25%。

(三) 并网风电场开展涉网试验后应在试验结束 3 日内上报测试结果确认单, 应在检测机构出具正式试验报告后 5 个工作日内上报试验报告, 未及时报送, 每次考核电量为全场当月上网电量的 1%。

第二十条 风电场应在调试期内每日上报实际并网容量, 调试期结束后每日上报开机容量。场站向电网企业报送的各项数据均应保持一致。发生未及时报送、误报、漏报等情况每次考核当月上网电量的 0.25%。

第二十一条 风电场在自愿的原则下参与调频辅助服务, 补偿费用参照火电厂 AGC 补偿费用计算。

第四章 计量与结算

第二十二条 风电场月度总考核费用等于本场各项考核费用的累计。风电月度总考核费用为所有风电场考核费用之和。

第二十三条 因技术支持系统主站原因造成风电场无法上报数据或误考核可以申请免考。同一事件适用于不同条款的考核

取考核电量或考核费用最大的一款执行。

第二十四条 风电月度总考核费用按所有风电场上网电费比例进行返还。

第 i 个风电场能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{W\text{返还}}^i = R_{W\text{总返还}} \times \frac{F_{Wi}}{\sum_{i=1}^N F_{Wi}}$$

式中， $R_{W\text{总返还}}$ 等于所有风电场月度总考核费用（元）； F_{Wi} 为第 i 个风电场月度上网电费（元）； N 为当月所有风电场的总数。

第二十五条 风电场参与《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》所产生的有偿辅助服务费用的分摊。

第二十六条 有偿辅助服务补偿费用由发电厂（含风电场等）按上网电费比例分摊。

第 i 个电厂（风电场）需要承担的分摊费用计算公式为：

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

式中， $R_{\text{总分摊}}$ 等于《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》所产生的有偿辅助服务费用； F_i 为第 i 个电厂（风电场）月度上网电费； N 为当月上网发电电厂（含风电场）的总数。

第二十七条 风电场参与本细则所产生的费用采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。风电场在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用额度，

按照结算关系向相应网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第五章 监督与管理

第二十八条 电力调度机构应建立相关技术支持系统，并将信息接入能源监管机构的监管信息系统。

第二十九条 每月 10 日前（节假日顺延），电力交易机构将上月统计结果在其“三公”门户网站上披露。

第三十条 风电场对统计结果有疑义，应在每月 15 日前向相关电力调度机构提出复核。电力调度机构在接到问询的 3 个工作日内，应进行核查并予以答复。风电场经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向能源监管机构提出申诉。

第三十一条 每月 20 日前，电力调度机构将上月运行情况清单以文件形式报送能源监管机构，其中，山西、山东电力调度机构报当地省能源监管办，其他电力调度机构报华北能源监管局。经能源监管机构审批后，结果生效。每月 25 日前，能源监管机构在门户网站上发布上月运行结果。

第三十二条 风电场与省（市）电力调度机构之间存在争议的，由属地省能源监管办依法调解或裁决。未设立省能源监管办的省（市），由华北能源监管局依法调解或裁决。

风电场与区域电力调度机构之间存在争议的，由华北能源监管局依法调解或裁决。

第六章 附则

第三十三条 本细则将根据华北电网实际运行情况及时修订。华北能源监管局根据实际运行结果，对标准进行修改，报国家能源局备案后执行。

第三十四条 本细则由华北能源监管局负责解释。

第三十五条 本细则自 2019 年 10 月 1 日起施行。2015 年印发的《华北区域风电场并网运行管理实施细则》（华北监能市场〔2015〕381 号）同时废止。

华北区域光伏电站并网运行管理实施细则

(2019年修订版)

第一章 总则

第一条 为保障电力系统安全稳定运行，落实国家可再生能源政策，规范光伏发电并网调度运行管理，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》《电力监管条例》《电网调度管理条例》《发电厂并网运行管理规定》(电监市场〔2006〕42号)、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》(发改能源〔2016〕625号)和《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T 19964-2012)等制定本细则。

第二条 本细则原则上适用于通过 35kV 及以上电压等级并网、由地(市)级及以上电力调度机构调度的光伏电站，其余光伏电站参照执行。

第三条 取得电力业务许可证(发电类)的光伏发电站(包括按规定豁免取证的光伏发电站)参与本细则；新建光伏电站应自取证次月起(豁免取证的光伏发电站于并网6个月后)参与本细则。

第四条 光伏电站以工商登记注册公司为基本结算单位参与本细则。

第五条 能源监管机构负责对辖区内光伏电站执行本细则及结算情况实施监管。华北区域相关省级及以上电力调度机构在能源监管机构授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内光伏电站参与本细则的执行与结算，运行结果报能源监管机构批准后执行，光伏电站依据运行结果承担相应的经济责任。

第二章 调度管理

第六条 光伏电站应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拖延或者拒绝执行。接受调度指令的并网光伏电站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值班调度人员报告并说明理由，由值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现下列事项之一者，定为违反调度纪律，每次按照全站当月上网电量的1%考核，若考核费用不足4万元，则按4万元进行考核。

(一)未经电力调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态、定值，以及与电网安全稳定运行有关的继电保护装置、安全稳定控制装置、有功控制子站、AVC装置等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外，但须向电力调度机构报告）；

(二)拖延或无故拒绝执行调度指令；

(三) 不如实反映调度指令执行情况;

(四) 现场运行人员配置不符合基本要求,特别是无法满足现场运行人员 24 小时不间断倒班,且每值至少保证有 2 人(其中值长 1 人)具备调度业务联系资格,满足 1 人执行调度指令和另 1 人监护操作的基本要求;

(五) 现场值长离开工作岗位期间未指定具备联系调度业务资格的接令者;

(六) 不执行电力调度机构下达的保证电网安全运行的措施;

(七) 调度管辖设备发生事故或异常,10 分钟内未向电力调度机构汇报(可先汇报事故或异常现象,详细情况待查清后汇报);

(八) 在调度管辖设备上发生误操作事故,未在 1 小时内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报;

(九) 未按要求向电力调度机构上报试验申请、方案;

(十) 未能按照电力调度机构安排的测试计划开展并网测试,且未在规定时间内上报延期申请;

(十一) 擅自退出有功控制系统(AGC)、自动电压控制系统(AVC)运行;

(十二) 有功出力未按调度指令执行,抢发多发、且警告 2 次无效;

(十一)其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第七条 设备检修计划要求如下:

1、并网光伏电站不按时上报月度、周、日前检修计划的工作,按当月上网电量的0.5%考核。无检修工作票擅自进行检修工作的,按当月上网电量的0.5%考核。

2、检修计划确定后,因申请的检修工作票中设备名称错误、工作内容错误、工作内容与设备名称不符及相关检修工作票之间有冲突导致退票的,每次按当月上网电量的0.2%考核。检修工作票其他内容存在错误且被退票2次以上(含2次)的,每次按当月上网电量的0.2%考核。因光伏电站自身原因导致月度、周检修计划调整(含新增、变更工期、取消)的,分别按当月上网电量的0.2%、0.1%考核。

3、设备计划检修期间,光伏电站可在所属电力调度机构发布的调度规程规定的时间内申请延期一次,完工时间延期后,若光伏电站因自身原因导致检修工作仍不能按调度批复的最终工期完工,则按当月上网电量的0.2%考核。

4、由于并网光伏电站原因造成站内输变电设备(出线、开关、变压器、母差保护等)重复性检修停电及非计划停运的,按以下标准考核:

并网光伏电站原因造成站内升压站同一出线、开关、主变

及母差保护年度停电次数 2 次以上（含 2 次），每次考核电量为该厂当月上网电量的 0.5%，每月考核电量累计不超过当月上网电量的 1%。

并网光伏电站站内发输变电设备非计划停运且消缺时间超过 24 小时的，按当月上网电量的 0.1%考核。

第八条 光伏电站因频率、电压等电气保护及继电保护装置、安自装置动作导致光伏发电单元解列不允许自启动并网。光伏发电单元再次并网须向值班调度员提出申请，经值班调度员同意并网后，光伏发电单元方可并网。若违反上述规定，每次按照全站当月上网电量的 2%考核，考核费用不足 8 万元，则按 8 万元进行考核。若违反上述规定，并且光伏发电单元并网于与主网解列的小地区，按照全站当月上网电量的 4%考核，考核费用不足 16 万元，则按 16 万元进行考核。

第九条 光伏电站应按照电力调度机构要求控制有功功率变化值（含正常停机过程）。光伏电站有功功率变化速率应不超过 10%装机容量/分钟。此项按日进行考核，10 分钟有功功率变化按照时间区间内最大值与最小值之差进行统计。因太阳能辐照度降低而引起的光伏发电站有功功率变化超出有功功率变化最大限值的不予考核。变化率超出限值按以下公式计算考核电量：

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 10 \times 1 \text{小时}$$

其中 $P_{i,c}$ 为 i 时段内超限值的功率变化值， P_{lim} 为功率变化限值。

第十条 当光伏电站因自身原因造成光伏发电单元大面积脱网，一次脱网光伏发电单元总容量超过光伏电站装机容量的 30%，每次按照全站当月上网电量的 3% 考核。若发生光伏发电单元脱网考核且月累计考核费用不足 12 万元，则按 12 万元进行考核。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的光伏电站，以光伏电站上网出口为脱网容量的考核点。

第十一条 当确需限制光伏电站出力时，光伏电站应严格执行电网调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线），超出曲线部分的电量列入考核。

按光伏电站结算单元从电力调度机构调度自动化系统实时采集光伏电站的电力，要求在限光时段内实发电力不超计划电力的 1%。限光时段内实发电力超出计划电力的允许偏差范围时，超标部分电力的积分电量按 2 倍统计为考核电量。

配有已投运的规模化储能装置（兆瓦级及以上）的光伏电站，取光伏电站与储能装置实发（受）电力的代数和为限光时段内计划电力的考核值。

第十二条 光伏电站应开展光伏发电功率预测工作，并按电力调度机构要求将预测结果报电力调度机构。根据光伏电站上报光伏发电功率预测工作开展的需要，采用如下方式进行考核：

（一）光伏电站应在能够准确反映站内辐照度的位置装设足够的辐照度测试仪及附属设备，并将辐照度测试仪相关测量数据传至电力调度控制机构。光伏电站应按照电力调度机构要求报送测光数据，并保证数据准确性。未能按照电力调度机构要求完成测光数据上传及历史数据报送工作的，每月按照全站当月上网电量的 1%考核，若考核费用不足 2 万元，则按 2 万元进行考核。光伏电站测光数据准确率应达到 95%以上，不到 95%的，每降低 1 个百分点，按照当月上网电量的 0.01%考核。全月累计考核电量的最大值不超过光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（二）光伏电站应及时向电力调度机构报送光伏电站装机容量、可用容量，考核规则如下：

1、光伏电站装机容量发生变化后，需在 24 小时内上报电力调度机构，并保证上报准确，每迟报一天按照当月全站上网电量的 0.1%考核。

2、光伏电站可用容量发生变化后，需在 4 小时内报告电力调度机构，并保证报送数据准确，每迟报 1 小时按照当月全站上网电量的 0.1%考核。

(三) 光伏电站应向电力调度机构报送光伏发电功率预测结果。电力调度机构对光伏电站上报功率预测结果进行考核, 考核内容包括上报率、中短期功率预测准确率和超短期功率预测准确率。在光伏受限时段, 预测准确率不计入考核统计。

中短期预测是指预测次日 0 时开始至未来 168 小时的新能源发电功率, 超短期预测是指预测自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时的新能源发电功率。两者时间分辨率均为 15 分钟。

1、中短期光伏功率预测

光伏电站每日 9 时前向电网调度机构提交中短期功率预测数据和次日 0 时至 24 时的计划开机容量。

1) 光伏电站功率预测上报率应达到 100%, 少报一次按照当月全站上网电量的 0.1% 考核。光伏电站中短期功率预测上报率按日进行统计, 按月进行考核。

2) 中短期功率预测中的日前预测准确率应大于等于 85%。当准确率小于 85% 时, 按以下公式考核中短期功率预测中次日 0 时至 24 时的预测结果。光伏电站日前功率预测准确率按日进行统计, 按月进行考核。

$$Acc_{day-ahead} = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n [(p_i - p'_i)^2 \cdot \frac{|p_i - p'_i|}{\sum_{i=1}^n |p_i - p'_i|]}}{Cap}$$

日前预测准确率考核电量 = $(85\% - Acc_{day-ahead}) \times P_N \times 0.4$ (小时)

其中： $Acc_{day-ahead}$ 为日前预测准确率； Cap 为新能源电站考核日的最大开机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站实际功率（单位：MW）； p'_i 为 i 时刻新能源电站预测功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数； P_N 为新能源电站装机容量（单位：MW）。

2、超短期光伏功率预测

1) 光伏发电站每隔 15min 自动向电网调度机构提交自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时共 16 个时间节点的超短期功率预测数据和开机容量。光伏发电站超短期功率预测上报率应达到 100%，上报率每降低 1% 按照当月全站上网电量的 0.1% 考核。光伏发电站超短期功率预测上报率按月进行考核，全月累计考核电量的最大值不超过光伏发电站当月上网电量的 3%。

2) 超短期功率预测准确率应大于等于 90%。当准确率小于 90% 时，按以下公式考核。光伏发电站超短期功率预测准确率按日进行统计，按月进行考核。

$$Acc'_{real-time} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{16} [(p_j - p'_j)^2 \cdot \frac{|p_j - p'_j|}{\sum_{j=1}^{16} |p_j - p'_j|]}}}{Cap}\right) \times 100\%$$

$$Acc_{real-time} = \frac{\sum_{i=1}^n Acc'_{real-time,i}}{n} \times 100\%$$

超短期准确率考核费用 = $(90\% - Acc_{real-time}) \times P_N \times 0.4$ （小时）

其中： $Acc_{real-time}$ 为该日的超短期预测准确率， $Acc'_{real-time,i}$

为 i 时刻的超短期预测准确率； Cap 为新能源电站在超短期功率预测期内最大开机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站实际功率（单位：MW）； p'_i 为 i 时刻新能源电站预测功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数； P_N 为新能源电站装机容量（单位：MW）。

（四）由于电网检修或 AGC 调试等原因导致的站内设备临时停电、出力波动所造成的预测准确率偏低情况可视情况给予免考。

（五）光伏发电站应向电力调度机构报送理论发电功率和可用发电功率。理论发电功率指在当前太阳能资源条件下，所有光伏发电单元均可正常运行时能够发出的功率；可用发电功率指考虑站内设备故障、缺陷或检修等原因引起受阻后能够发出的功率。

1、完整率

根据光伏发电站上传情况统计理论和可用功率的完整率，其计算公式如下：

$$\text{完整率} = \left(1 - \frac{L}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中 T 、 G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数， L 为数据缺失点的个数。

2、正确率

根据光伏电站上传情况统计可用功率的正确率，其计算公式如下：

$$\text{正确率} = \left(1 - \frac{M}{T+G}\right) \times 100\%$$

其中， T 、 G 分别为理论、可用发电功率上传的总点数， M 为理论和可用功率数据异常点的个数，包括死数、负数和不满足逻辑关系的点。

理论、可用功率的完整率和正确率按日进行统计，按月求平均值进行考核。对以上两指标未达到 100%的，分别按每降低 1%，考核光伏电站当月上网电量 0.1%，两指标合计月度考核电量的最大值不超过该光伏电站当月上网电量的 3%。

第三章 技术管理

第十三条 光伏发电单元应具备电网规定要求的低电压/高电压穿越能力。在国家标准中未提出相关要求之前，可暂不考核。至国家标准中提出相应要求之后，再按相关要求开始考核。在光伏电站内同一型号光伏发电单元未在能源监管机构要求的期限内完成低电压/高电压穿越改造，或已完成现场改造计划但未在 6 个月内完成检测认证的光伏发电单元视为不具备低电压/高电压穿越能力，禁止并网。

若具备检测条件的光伏电站光伏发电电源现场检测不合格，或经现场抽检合格后仍在低电压/高电压穿越范围内发生脱网，自脱网时刻起该光伏电站同型机组禁止并网，直至完成低

电压/高电压穿越改造。同时在该光伏电站同型机组重新完成整改并提供检测认证报告前，当月按以下公式考核：

$$\frac{\text{光伏电站内低电压穿越能力的光伏发电单元容量}}{\text{光伏电站总装机容量}} \times \text{光伏电站当月上网电量}$$

接入 35kV 及以上电压等级的并网光伏电站应具备一次调频功能，新投产光伏场站不具备一次调频功能不允许并网运行。现有光伏电站应按要求进行一次调频功能改造。光伏电站应按照电网要求进行机组大扰动性能实验考核，参加大扰动性能实验考核的机组试验期间不参与电网实际一次调频考核。

对于存在次/超同步振荡风险的光伏电站，应在电站侧采取有效抑制措施降低次/超同步振荡风险。相关光伏电站在投运前应提供相关抑制措施报告，已并网光伏电站应按照相关要求改造。

第十四条 光伏电站应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节功能。

（一）若光伏电站内无动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG），在场内动态无功补偿装置安装投入运行前，每月按当月上网电量的 2%考核；

（二）光伏电站应按照接入系统审查意见、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19963-2012、《光伏电站无功补偿技术规范》NB/T 29321-2012 等有关要求配置动态无功补偿装置，动态无功补偿装置性能（包括容量配置和调节速率）不满足

电网要求的光伏发电站在完成整改前，每月按当月上网电量的 1% 考核。

光伏发电站的动态无功补偿装置应投入自动运行，电力调度机构按月统计各光伏发电站动态无功补偿装置月投入自动可用率 $\lambda_{\text{可用}}$ ，计算公式如下：

$$\lambda_{\text{可用}} = \frac{\text{每台装置投入自动可用小时数之和}}{\text{（升压站带电小时数} \times \text{装置台数）}}$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率以 95% 为合格标准，低于 95% 的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{可用率考核电量} = \frac{(95\% - \lambda_{\text{可用}})}{10} \cdot W_a$$

W_a 为该光伏发电站当月上网电量。

（三）光伏发电站应装设自动电压控制（AVC）子站，AVC 子站各项性能应满足电网运行的需要。未按期完成 AVC 子站的装设和投运工作，每月按全站当月上网电量 6% 考核。

已安装 AVC 子站的并网光伏发电站应加强机组 AVC 子站的装置维护工作，电力调度机构统计投运率和调节合格率。

1、 AVC 投运率考核

在并网光伏发电站 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 闭环运行时，电力调度机构按月统计各光伏发电站 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 子站投运时间} / \text{光伏发电站运行时间} \times 100\%$$

在计算 AVC 投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 98%为合格标准，全月 AVC 投运率低于 98%的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{投运率考核电量} = \frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为光伏发电站 AVC 投运率； W_a 为该光伏发电站当月上网电量。

2、AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核光伏发电站 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。

AVC 调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 调节合格率} = \text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数} \times 100\%$$

AVC 合格率以 96%为合格标准，全月 AVC 合格率低于 96%的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{调节合格率考核电量} = \frac{(96\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为光伏发电站 AVC 调节合格率； W_a 为该光伏发电站当月上网电量。

（四）光伏发电站应按照调度运行要求确保并网点电压（光伏发电站升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之

内，电力调度机构按季度印发各光伏电站电压曲线，并按月统计各光伏电站电压合格率，电压合格率计算公式如下：

电压合格率=并网点电压运行在电压曲线范围之内时间/升压站带电运行时间×100%

电压合格率以100%为合格标准，全月电压合格率低于100%的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{电压合格率考核电量} = \frac{(100\% - \lambda_{\text{电压}})}{30} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为光伏电站电压合格率； W_a 为该光伏电站当月上网电量。

（五）若光伏电站已经按照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，经调度机构审核批准后该时段免于考核。

第十五条 光伏电站应具备有功功率调节能力，需配置有功功率控制系统，接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制信号（AGC功能），确保光伏电站最大有功功率值不超过电力调度机构的给定值。光伏电站有功功率控制子站上行信息应包含有效容量、超短期预测等关键数据。未在规定期限内完成有功功率控制子站的装设和投运工作，每月按全站当月上网电量1%考核。

对已安装有功功率控制子站的并网光伏电站进行投运率考核。在并网光伏电站有功功率控制子站闭环运行时，电力调

度机构按月统计各光伏电站有功功率控制子站投运率。投运率计算公式如下：

$$\text{投运率} = \text{子站投运时间} / \text{光伏电站运行时间} \times 100\%$$

在计算投运率时，扣除因电网原因或因新设备投运期间子站配合调试原因造成的系统退出时间。

投运率以 98% 为合格标准，全月投运率低于 98% 的光伏发电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{投运率考核电量} = \frac{(98\% - \lambda_{\text{投运}})}{90} \cdot W_a$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为光伏电站有功功率控制子站投运率； W_a 为该光伏电站当月上网电量。

第十六条 光伏电站应执行继电保护及安全自动装置管理规定，考核规则如下：

（一）并网光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按照全站当月上网电量的 0.5% 考核。造成电网事故的，每次按照全站当月上网电量的 1% 考核。该项总考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。

（二）光伏电站继电保护及安全自动装置的配置和选型应满足继电保护相关规程、规定要求，且必须与系统保护配合。系统状态改变时，应按要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。不满足的光伏发电站应限期整改，逾期未完成整改，则每月按照全站当月上网电量的 1%。该项考核费用不足 10 万元按 10 万元考

核。

（三）并网光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配继电保护和安全自动装置未按调度要求投运，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，每次按照全站当月上网电量的 1%考核。该项考核费用不足 10 万元按 10 万元考核。

（四）并网光伏电站故障录波器时钟不准确，装置及接入量命名不规范，故障录波器与电力调度机构主站数据连通中断，不能提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析，每次按照全站当月上网电量的 0.25%考核。该项考核费用不足 1 万元按 1 万元考核。

（五）光伏电站汇集线系统单相故障应能快速切除，不满足要求的光伏电站应限期整改，逾期未完成整改，则每月按照全站当月上网电量的 0.25%考核。该项考核费用不足 3 万元按 3 万元考核。

（六）并网光伏电站在 24 小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷，每次按照全站当月上网电量的 0.25%考核。超过 24 小时，每天按照全站当月上网电量的 0.5%考核。该项考核费用不足 1 万元按 1 万元考核。

（七）并网光伏电站应按照继电保护管理要求及时填报设备基础数据。

1、继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，并网光伏发电站应在处理完毕后3个工作日内在继电保护统计分析及运行管理系统中填报缺陷及异常处理情况，未及时填报，每次按照全站当月上网电量的0.25%考核。该项考核费用不足1万元按1万元考核。

2、并网光伏电站继电保护及安全自动装置动作后，应立即按规程进行故障分析和处理，并在故障发生后1个工作日内在继电保护统计分析及运行管理系统中报送故障数据。未及时报送，每次按照全站当月上网电量的0.25%考核。该项考核费用不足1万元按1万元考核。

3、光伏电站新投继电保护设备，应在投运后5个工作日内完成继电保护统计分析及运行管理系统的设备台帐填报工作，未及时、准确、完整报送，每次按照全站当月上网电量的0.25%考核。该项考核费用不足1万元按1万元考核。

4、光伏电站每月5日前按要求完成上月继电保护及安全自动装置的运行分析报告(动作统计报告、缺陷及异常处理报告、继电保护校验月报等)，并报送电力调度机构。未及时报送，每次按照全站当月上网电量的0.25%考核。

(八)对并网光伏电站继电保护专业的安全运行水平进行考核。

1、并网光伏电站受到继电保护技术监督一级告警，每次

考核电量为并网电站当月上网电量的 0.5%，若未按期整改，每次考核电量增加为当月上网电量的 1.5%。该项考核费用不足 3 万元按 3 万元考核。

2、并网光伏电站受到继电保护技术监督二级告警，每次考核电量为并网电站当月上网电量的 0.25%，若未按期整改，每次考核电量增加为当月上网电量的 0.75%。该项考核费用不足 1 万元按 1 万元考核。

（九）光伏电站应按规程、规定对所属继电保护及安全自动装置进行调试、巡视、定期校验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置定值符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。不满足要求者，按照全站当月上网电量的 1%考核。该项考核费用不足 3 万元按 3 万元考核。

（十）光伏电站应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。不满足反措要求的光伏电站应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全站当月上网电量的 1%考核。该项考核费用不足 3 万元按 3 万元考核。

（十一）对并网光伏电站继电保护及安全自动装置运行指标进行考核。以下要求未能达标者，每项考核电量为全站当月上网电量的 0.25%，该项考核费用不足 1 万元按 1 万元考核。

1、继电保护主保护月投运率 $>99.5\%$ 。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD = (TMD/SMD) \times 100\%$$

其中 RMD 为主保护月投运率；TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；SMD 为主保护装置该月应运行时间。

2、安全自动装置月投运率 > 99.5%。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS = (TSS/SSS) \times 100\%$$

其中 RSS 为安全自动装置月投运率；TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；SSS 为安全自动装置该月应运行时间。

3、故障录波月完好率 > 99.5%。

故障录波月完好率计算公式为：

$$RSR = (NSR/NRE) \times 100\%$$

其中 RSR 为故障录波月完好率；NSR 为该月故障录波完好次数；NRE 为该月故障录波应评价次数。

第十七条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站自动化设备（包括监控系统、PMU 装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备、UPS 电源等）开展技术指导和管理工作。考核规则如下：

（一）并网光伏电站应配置相关自动化系统和设备，包括升压站监控系统（含远动装置、监控主机等）、PMU 装置、电能量远方终端、AGC 装置、AVC 装置、时间同步装置（北斗 II 代及以上版本）、时钟监测装置、调度数据网设备（含路由器、交换机）、

电力监控系统安全防护设备（含横向隔离装置、纵向加密认证装置、微型纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）、UPS 电源等等各类自动化设备，未配置上述系统和设备的，或者性能指标不满足要求的，按每类系统（或每小类设备）考核光伏电站当月上网电量的 1%。

（二）并网光伏电站上送调控机构的各类自动化设备数据（信息），包括远动 104 数据、PMU 数据、电量数据、时钟监测信息、网络安全监测装置采集信息等，应完整、齐全、准确，数据（信息）不完整、不齐全、不准确的，按每类数据（信息）考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

（三）并网光伏电站应配合相关电网公司的技术改造计划，按要求进行自动化设备的改造，电力调度机构应督促并网光伏电站按期完成调度管辖范围内有关自动化设备的整改工作。未遵循以上要求的，每次考核电量为并网光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（四）监控系统远动工作站、PMU 装置、电量采集装置、时钟监测装置、调度数据网、电力监控系统安全防护设备等自动化设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ ，每降低一个百分点（含不足一个百分点），每类自动化设备考核并网光伏电站当月上网电量的 0.1%，有多类设备不满足可用率要求，按类数进行累加。

（五）并网光伏电站应确保升压站监控系统可靠运行，远

动 104 数据实时、准确上送。

1、因光伏电站原因发生远动 104 链路中断，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.2%，若该项考核总费用不足 2 万元，则按 2 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.1%。

2、因光伏电站原因发生远动 104 数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如异常时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

（六）并网光伏电站应确保 PMU 装置可靠运行，PMU 数据实时、准确上送。发生 PMU 链路中断、数据错误、数据质量位异常等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

（七）并网光伏电站应确保电能量远方终端和电能表可靠运行，电量数据及时、准确上送。发生电量链路中断、数据错误、数据缺失等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间

超过 4 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

（八）并网光伏电站应确保 AGC 装置、AVC 装置可靠运行，实时、准确跟踪调控机构下发的有功控制、无功控制指令，发生 AGC 装置、AVC 装置异常造成未实时、准确跟踪指令等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.2%，若该项考核总费用不足 2 万元，则按 2 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（九）并网光伏电站应确保调度数据网设备可靠运行，发生调度数据网链路中断等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%，若该项考核总费用不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

（十）并网光伏电站应确保时间同步装置、时钟监测装置可靠运行，发生时钟监测链路中断、时间错误等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.1%，若该项考核总费用不足 1 万元，则按 1 万元进行考核。如中断时间超过 8 小时，每超过 8 小时（含不足 8 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.05%。

（十一）并网光伏电站应配置机房视频监控系统、电子门禁系统，未配置上述系统的，按每类系统考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（十二）并网光伏电站电力监控系统应配置符合安全可控要求的设备和操作系统，不满足上述要求的，按每类设备（或操作系统）考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。。

（十三）并网光伏电站应配置-网络安全管理人员并在调控机构进行备案，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（十四）并网光伏电站应定期开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并及时向调控机构提交等级保护测评和安全防护评估报告，不满足上述要求的，每项考核光伏电站当月上网电量的 0.8%。

（十五）并网光伏电站电力监控系统应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，不同安全区的设备应部署在不同机柜（屏柜）内，且边界和标识清晰；安全防护方案、网络拓扑图、设备台帐与现场实际部署情况一致，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（十六）并网光伏电站电力监控系统横、纵向边界防护措施应完善、可靠，禁止非法连接外部网络，禁止远程运维，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 1%。因该项行为

对电网安全造成严重威胁的，根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等有关规定，依法对光伏电站采取解列发电设备、吊销电力业务许可证等措施。

（十七）并网光伏电站电力监控系统网络空间配置应符合相关规范，包括消除垃圾软件、程序漏洞行为、缺省用户和弱口令，关闭不使用的硬件接口和网络服务等，确保网络结构参数、安全防护策略、用户权限配置合理，运维操作行为规范，不满足上述要求的，每项考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

（十八）并网光伏电站电力监控系统应配置和使用经过安全加固的专用调试工具和存储设备进行系统调试、运维等工作，不满足上述要求的，考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

（十九）并网光伏电站应确保电力监控系统安全防护设备可靠运行。

1、横向隔离装置故障造成横向业务失去防护，生产控制大区与管理信息大区或外部网络直接连接，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。如中断时间超过 4 小时，每超过 4 小时（含不足 4 小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

2、纵向加密认证装置故障造成纵向业务失去防护，或纵向加密认证装置存在非法告警信息、密通率异常、主站平台无法调阅配置信息等问题，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.5%。

如故障时间超过4小时，每超过4小时（含不足4小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的0.2%。

3、网络安全监测装置故障、配制错误等造成相关信息无法采集或采集信息错误等，网络安全监测装置产生相关告警信息等，每次考核光伏电站当月上网电量的0.5%。如故障时间超过4小时，每超过4小时（含不足4小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核光伏电站当月上网电量的0.2%。

（二十）并网光伏电站在开展自动化系统和设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向调控机构提交自动化检修工作票，并按照相关规程规定开展工作。

1、在未提交检修工作票或工作票未经审批的情况下，擅自改变自动化系统（设备）运行状态或开展检修工作的，考核光伏电站当月上网电量的0.5%。

2、已提交检修工作票并经过审批，但在开工前、进行重要操作前及完工后未通知调度机构自动化值班台的，考核光伏电站当月上网电量的0.2%。

（二十一）并网光伏电站应按要求及时、完整、准确录入和维护自动化系统和设备台帐信息，不满足上述要求的，按每类系统（设备）考核光伏电站当月上网电量的0.1%。

（二十二）并网光伏电站应按要求及时接收调控机构下发

的自动化设备缺陷管理流程，并及时上报缺陷原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，按每个流程考核光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（二十三）并网光伏电站应严格按照调控机构要求及时开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，未按要求开展工作的，每次考核光伏电站当月上网电量的 0.2%。

第十八条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站通信设备开展技术指导和管理工作。考核规则如下：

（一）光伏电站通信设备的配置应满足相关规程、规定要求，不满足的光伏电站应限期整改（最迟不超过 12 个月），逾期未完成整改，则每月按照全站当月上网电量的 0.25%考核。

（二）当并网光伏电站接到电力调度机构通知需要新增、变更通信运行方式时，应在电力调度机构指定的时间内完成工作并于 5 个工作日内反馈执行情况，如未按期完成或未按时反馈执行情况考核电量为并网光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（三）并网光伏电站对接入电网通信系统的通信设施进行重要操作，必须按通信系统检修规定提前向电网通信主管部门申报，并得到许可。未经许可擅自操作的，每次考核当月上网电量 0.5%，不足 2 万元按 2 万元考核。

（四）并网光伏电站通信设备故障，造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大，每次考核当月上网电量 0.5%，不足 2

万元按 2 万元考核。

(五) 因并网光伏电站原因造成通信出现下列情形的，分别进行考核，若有重复，按考核电量或考核费用最大的一款执行。

1、影响电网调度和发供电设备运行操作的，每次考核当月上网电量 0.3%，不足 1.2 万元按 1.2 万元考核；

2、造成任何一条调度电话通信通道连续停运时间 4 小时以上的，每次每条考核当月上网电量 0.1%，不足 0.4 万元按 0.4 万元考核；

3、造成任何一条继电保护或安稳装置通信通道连续停运时间 4 小时以上的，每次每条考核当月上网电量 0.2%，不足 0.8 万元按 0.8 万元考核；

4、造成任何一条远动信息通信通道连续停运时间 4 小时以上的，每次每条考核当月上网电量 0.1%，不足 0.4 万元按 0.4 万元考核；

5、由于光缆、设备、电源等原因造成并网光伏电站与电力调度机构通信电路全部中断的，每次考核当月上网电量 0.5%，不足 2 万元按 2 万元考核；

6、并网光伏电站在具备两个及以上独立的通信传输通道时，任一条通信光缆引入缆连续故障时间超过 24 小时的，按每天 3 万元考核；

7、并网光伏电站任一通信设备故障停运，时间超过 24 小

时，按每天 2 万元考核；

8、并网光伏电站内录音设备失灵，影响电网事故分析的，每次考核当月上网电量 0.2%，不足 0.4 万元按 0.4 万元考核；

9、并网光伏电站任一通信设备发生故障或缺陷，超过 1 个月不处理的，每次考核当月上网电量 0.2%，不足 0.4 万元按 0.4 万元考核。

第十九条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站信息报送工作进行管理。考核规则如下：

（一）并网光伏电站启动后应于每月 5 日 18 点前上报光伏电站运行数据月报，未及时报送和误报，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.25%。

（二）并网光伏电站启动后应于每月 5 日 18 点前上报光伏电站电网安全运行分析月报，未及时报送、误报、漏报，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.25%。

（三）并网光伏电站开展涉网试验后应在试验结束 3 日内上报测试结果确认单，应在检测机构出具正式试验报告后 5 个工作日内上报试验报告，未及时报送，每次考核电量为全站当月上网电量的 1%。

第二十条 光伏电站应在调试期内每日上报实际并网容量，调试期结束后每日上报开机容量。场站向电网企业报送的各项数据均应保持一致。发生未及时报送、误报、漏报等情况每次

考核当月上网电量的 0.25%。

第二十一条 光伏电站在自愿的原则下参与调频辅助服务，补偿费用参照火电厂 AGC 补偿费用计算。

第四章 计量与结算

第二十二条 光伏电站月度总考核费用等于本场各项考核费用的累计。光伏月度总考核费用为所有光伏电站考核费用之和。

第二十三条 因技术支持系统主站原因造成光伏电站无法上报数据或误考核可以申请免考。同一事件适用于不同条款的考核取考核电量或考核费用最大的一款执行。

第二十四条 光伏月度总考核费用按所有光伏电站上网电费比例进行返还。

第 i 个光伏电站能够得到的返还费用计算公式为：

$$R_{W\text{返还}}^i = R_{W\text{总返还}} \times \frac{F_{Wi}}{\sum_{i=1}^N F_{Wi}}$$

式中， $R_{W\text{总返还}}$ 等于所有光伏电站月度总考核费用（元）； F_{Wi} 为第 i 个光伏电站月度上网电费（元）； N 为当月所有光伏电站的总数。

第二十五条 光伏电站参与本细则所产生的费用采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。光伏电站在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费

用额度，按照结算关系向相应网、省电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第二十六条 光伏电站参与《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》所产生的有偿辅助服务费用的分摊。

第五章 监督与管理

第二十七条 电力调度机构应建立相关技术支持系统，并将信息接入能源监管机构的监管信息系统。

第二十八条 每月 10 日前（节假日顺延），电力交易机构将上月统计结果在其“三公”门户网站上披露。

第二十九条 光伏电站对统计结果有疑义，应在每月 15 日前向相关电力调度机构提出复核。电力调度机构在接到问询的 3 个工作日内，应进行核查并予以答复。光伏电站经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向能源监管机构提出申诉。

第三十条 每月 20 日前，电力调度机构将上月运行情况清单以文件形式报送相应能源监管机构，经能源监管机构审批后，结果生效。每月 25 日前，能源监管机构在门户网站上发布上月运行结果。

第三十一条 光伏电站与省（市）电力调度机构之间存在争议的，由相应能源监管机构依法调解或裁决。

第六章 附则

第三十二条 本细则将根据光伏电站实际运行情况及时

修订。华北能源监管局根据实际运行结果，对标准进行修订，报国家能源局备案后执行。

第三十三条 本细则由华北能源监管局负责解释。

第三十四条 本细则自 2019 年 10 月 1 日起施行。2016 年印发的《华北区域光伏电站并网运行管理实施细则（试行）》（华北监能市场〔2016〕584 号）同时废止。

抄送：国家能源局法制和体制改革司、市场监管司，北京市城市管理委员会、天津市工业和信息化局、河北省发展和改革委员会、内蒙古自治区工业和信息化厅。

华北能源监管局综合处

2019 年 9 月 26 日印发
