

华北区域风电场光伏电站并网运行管理 实施细则（征求意见稿）

第一章总则

第一条为保障电力系统安全稳定运行，积极落实国家可再生能源发展政策，规范新能源场站并网运行管理，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》《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》《电力系统安全稳定导则》《电力系统网源协调技术导则》等法律法规和技术规范制定本细则。

第二条本细则原则上适用于已并入华北电网运行，由省级及以上电力调度机构调度管辖且接入10kV及以上电压等级的风电场、光伏电站（以下统称“新能源场站”）。新建、扩建新能源场站自第一台发电单元并网当日起参与本细则。

第三条风电场、光伏电站以并网调度协议中约定的调度对象或工商注册公司为基本结算单元参与本细则。

第四条国家能源局派出机构负责对新能源场站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）在国家能源局派出机构授权下按照调度管辖范围具体实施所辖电网内新能源场站的运行管理考核，向电

力交易机构推送考核结果，电力交易机构负责向电网企业和新能源场站披露考核结果，电网企业负责对调管范围内新能源场站考核与返还结果开展结算。

第五条 新能源场站运行管理考核原则上采取收取考核费用的方式。考核费用实行专项管理，费用全部用于考核返还奖励。

第二章 调度管理

第六条 新能源场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。接受调度指令的新能源场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，每次考核电量为并网主体装机容量×3小时。

（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、一次调频、自动有功控制（AGC）系统、自动电压控制（AVC）系统、风机与光伏发电控制系统等的参数、状态或或整定值（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 & 现场设备状态;

(四) 现场运行人员配置不符合基本要求 (满足现场运行人员24小时不间断倒班需要, 且每值至少保证有2人、全场站至少保证有4人具备调度业务联系资格) 或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;

(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, 10分钟内未向电力调度机构汇报或谎报 (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15分钟内向电力调度机构汇报事故经过或造假谎报;

(八) 在调度管辖设备上擅自开展检修工作, 无相应的计划检修票或临时检修票;

(九) 有功出力未按调度指令执行, 抢发多发;

(十) 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 风机、光伏发电单元因频率、电压、低温以及覆冰等保护或安自装置动作, 或其他故障原因导致解列后再次并网前, 须经电力调度机构同意。若违反上述规定, 对新能源场站每次按照并网主体装机容量 × 6小时考核电量。

第八条当新能源场站因自身原因造成风机、光伏发电单元大面积脱网，一次脱网风机、光伏发电单元总容量超过新能源场站装机容量的30%且超过10MW的，对新能源场站每次按照并网主体装机容量×3小时考核电量。

第九条新能源场站应严格执行电网调度机构下达的调度出力指令（或市场出清结果），超出的发电电量列入考核。

按新能源场站结算单元从电力调度机构调度自动化系统实时采集新能源场站的电力，无安全约束时，要求超发电力不超计划电力的1%，超出1%以上的积分电量统计为考核电量。有安全约束时，要求实发电力不超安全约束，超出电网安全约束部分的积分电量统计为考核电量。

第十条新能源场站应开展发电功率预测工作，并将预测结果报电力调度机构。根据工作开展的情况，按照以下方式进行考核。因电网原因造成的预测准确率偏低情况不予考核。

（一）中短期发电功率预测

新能源场站每日7时和15时前向电网调度机构提交中短期发电功率预测数据，并分别按以下方式考核。

1. 中短期发电功率预测上报率应达到100%，少报一次均按并网主体装机容量×0.6小时考核电量。上报率按日进行统计，按月进行考核。

2. 提前一日预测准确率应大于等于80%，每降低1个百分点，按并网主体装机容量×0.4小时考核电量；提前第二日至第三日

的平均预测准确率应大于等于75%，每降低1个百分点，按并网主体装机容量×0.2小时考核电量；提前第四日至第十日的平均预测准确率应大于等于70%，每降低1个百分点，按并网主体装机容量×0.1小时考核电量。该项每月累计考核电量不超过并网主体当月上网电量的3%。

预测准确率按日进行统计，按月进行考核，光伏电站考核时段为白天发电时段。预测准确率计算公式为：

$$ACC_{m_dayahead} = \begin{cases} (1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|p_i - p'_i|}{p_i}) \times 100\% & p_i \geq 0.2Cap \\ (1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|p_i - p'_i|}{0.2Cap}) \times 100\% & 0 \leq p_i \leq 0.2Cap \end{cases}$$

若 $\frac{|p_i - p'_i|}{p_i} > 1$ 时，则按 $\frac{|p_i - p'_i|}{p_i} = 1$ 进行处理。

其中： $ACC_{m_dayahead}$ 为提前 m 天的预测准确率； Cap 为新能源场站装机容量（单位：MW）； p_i 为 i 时刻新能源电站实际发电功率（单位：MW），在受限时段为可用发电功率； p'_i 为 i 时刻新能源电站预测发电功率（单位：MW）； n 为该日考核的预测点数。

（二）日前重点时段发电功率预测

新能源场站日前重点时段包括负荷早高峰时段（08:00-10:00）、负荷晚高峰时段（17:00-22:00）、新能源大发时段（11:00-15:00）。日前重点时段考核电量计算公式为：

$$F = \begin{cases} Q_{es} \times k_1 & 0 < \frac{P_{es}}{Cap} \leq 0.2 \\ Q_{es} \times k_2 & \frac{P_{es}}{Cap} > 0.2 \end{cases}$$

其中： Q_{es} 为全部重点时段发电功率预测偏差的积分电量， P_{es} 为全部重点时段发电功率预测偏差平均值， Cap 为新能源场站装机容量（单位：MW）， $k1=0.02$ ， $k2=0.04$ 。日前重点时段发电功率预测数据来源为中短期功率预测曲线。在受限时段，预测准确率不计入考核统计。该项每月累计考核电量不超过并网主体当月上网电量的7%。

（三）超短期发电功率预测

新能源场站每15分钟时段内的前3分钟内自动向电网调度机构提交超短期功率预测数据。

1. 超短期发电功率预测上报及时率均应达到100%，少报一次考核电量为并网主体装机容量 $\times 0.1$ 小时。上报及时率按日进行统计，按月进行考核。

2. 超短期发电功率预测误差计算公式定义为：

$$E_{i_intraday_j} = \begin{cases} \frac{|p_i - p'_{i,j}|}{p_i} & p_i \geq 0.2Cap \\ \frac{|p_i - p'_{i,j}|}{0.2Cap} & 0 \leq p_i < 0.2Cap \end{cases}$$

若 $E_{i_intraday_j} > 1$ 时，则按 $E_{i_intraday_j} = 1$ 进行处理。

其中： $E_{i_intraday_j}$ 为*i*时刻在提前*j*个预测时间尺度（时间分辨率为15分钟）的超短期预测误差； Cap 为新能源场站装机容量（单位：MW）； p_i 为*i*时刻场站的实际发电功率（单位：MW），在受限时段为可用发电功率； $p'_{i,j}$ 为*i*时刻在提前*j*个预测时间尺度的场站预测发电功率（单位：MW）。预测时间尺度*j*取值范围为1、

2、...、15、16，分别对应提前15分钟、提前30分钟、...、提前3小时45分钟、提前4小时的超短期发电功率预测。

3. 超短期发电功率预测的日平均准确率按照不同的提前预测时间考核，预测时间尺度在提前1小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于90%；预测时间尺度在提前1小时以上至2小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于88%；预测时间尺度在提前2小时以上至3小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于86%；预测时间尺度在提前3小时以上至4小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于84%。

对于任一预测时间尺度的超短期发电功率预测，与上述要求相比每降低1个百分点，对应的考核电量按并网主体装机容量×0.4小时进行计算。预测准确率按日进行统计，按当月最小日平均准确率考核。光伏电站考核时段为实发功率大于装机容量0.1%的时段。该项每月累计考核电量不超过并网主体当月上网电量的5%。提前j个预测时间尺度的超短期功率预测日平均准确率计算公式为：

$$ACC_{intraday\ j} = \left(1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{i-intyaday\ j} \right) \times 100\%$$

其中： $ACC_{intraday\ j}$ 为在提前j个预测时间尺度的超短期发电功率预测日平均准确率；n为该日考核的预测点数。

4. 超短期发电功率预测的日内重点时段平均准确率按照不同的提前预测时间考核，预测时间尺度在提前1小时及以内的

超短期发电功率预测准确率应大于等于92%；预测时间尺度在提前1小时以上至2小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于90%；预测时间尺度在提前2小时以上至3小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于88%；预测时间尺度在3小时以上至4小时及以内的超短期发电功率预测准确率应大于等于86%。

对于任一预测时间尺度的超短期发电功率预测，与上述要求相比每降低1个百分点，对应的考核电量按并网主体装机容量×0.4小时进行计算。预测准确率按日进行统计，按当月最小日平均准确率考核。光伏电站考核时段为实发功率大于装机容量0.1%的时段。该项每月累计考核电量不超过并网主体当月上网电量的15%。提前j个预测时间尺度的超短期发电功率预测日重点时段平均准确率计算公式为：

$$ACC_{intraday -s,j} = \left(1 - \frac{1}{n_s} \sum_{i=1}^{n_s} E_{i-intyaday ,j} \right) \times 100\%$$

其中： $ACC_{intraday -s,j}$ 为在提前j个预测时间尺度的超短期发电功率预测日内重点时段平均准确率； n_s 为该日内重点时段考核的预测点数。其中风电场的日内重点时段由负荷早高峰时段（08:00-10:00）、负荷晚高峰时段（17:00-22:00）、新能源大发时段（11:00-15:00）组成；光伏电站的日内重点时段由午后新能源大发时段（11:00-15:00）组成。

第三章检修管理

第十一条 新能源场站应向所属电力调度机构申报年度、月度及日前检修申请，并按照所属电力调度机构下达的年度、月度、日前检修计划严格执行。新能源场站送出通道、并网输变电设备与新能源发电单元应尽可能同时进行。

第十二条 新能源场站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新能源场站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。

第十三条 新能源场站参照相关技术标准、调度管理规程向电力调度机构提出设备检修计划申请，电力调度机构根据电网运行情况统筹安排设备检修计划。检修计划发布后，新能源场站应严格执行。设备检修计划按照以下方式进行考核，每月累计考核电量不超过并网新能源场站当月上网电量的5%：

（一）新能源场站不按时上报月度、周、日前检修计划的工作，按并网主体装机容量 $\times 0.15$ 小时考核电量。

（二）新能源场站检修计划确定后，因申请的检修工作票中设备名称错误、调管关系错误、工作内容错误、工作内容与设备名称不符、工作票提交至错误调度机构，工作票附件未按要求上传及相关检修工作票之间有冲突导致退票的，每次按并网主体装机容量 $\times 0.06$ 小时考核电量。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，每次按并网主体装机容量 $\times 0.06$ 小时考核电量。因风电场/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，分别按并网主体装机容量 $\times 0.06$ 小时、 0.03 小时考核电量。

（三）新能源场站设备计划检修期间，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，则按并网主体装机容量 $\times 0.06$ 小时考核电量。

（四）由于新能源场站原因造成站内主设备（出线、母线、变压器）重复性检修（含临修）超过2次（含2次），每次考核电量为并网新能源场站装机容量 $\times 0.06$ 小时。因电网原因造成的重复停电可申请免考。

（五）新能源场站接收到电网调度机构下发的电网风险告知单后，应做好场站内应急预案，并按时将风险管控措施落实情况反馈电网调度机构。未按要求反馈的场站按并网新能源场站装机容量 $\times 0.06$ 小时考核电量。

第四章 技术管理

第十四条 新能源场站应具备有功功率控制功能，能够接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制指令。有功

控制系统应在场站投运后6个月内具备投入闭环运行条件，不具备投入闭环运行条件的自满6个月起的次月开始考核，每月考核值逐月递增，按下述公式计算：

$$\text{AGC未投运考核系数} = 1.05^{(N-7)} \times M$$

其中， N 为并网月份时长（ N 取整数）； M 为基本考核参数，风电取并网主体装机容量 $\times 0.2$ 小时，光伏取并网主体装机容量 $\times 0.15$ 小时。风电场、光伏电站该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量 $\times 2$ 小时、1.5小时，则按并网主体装机容量 $\times 2$ 小时、1.5小时考核电量。不具备变桨调节的风电机组的风电场免于考核。

第十五条 新能源场站应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节功能。

（一）新能源场站应按照无功电压专题研究结果和相关国家标准规范配置动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括SVC、SVG、调相机等），在场内动态无功补偿装置全部安装投入运行前，风电场、光伏电站每月分别按并网主体装机容量 $\times 3$ 小时、1.5小时考核电量。

（二）动态无功补偿装置性能（包括容量配置、调节速率、故障穿越能力等）不满足相关国家标准规范要求的风电场、光伏发电站在完成整改前，每月按并网主体装机容量 $\times 3$ 小时、1.5小时考核电量。

新能源场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新能源场站动态无功补偿装置月投入自动可用率 λ 可用，计算公式如下：

λ 可用=每台装置投入自动可用小时数之和/（升压站带电小时数×装置台数）

风电场、光伏电站动态无功补偿装置月投入自动可用率以95%为合格标准，每低1%，按照并网主体装机容量×1小时、0.5小时考核电量。该项每月累计考核电量不超过并网主体装机容量×10小时、5小时。

（三）风电场、光伏电站应配置自动电压控制系统（AVC），且系统各项性能满足电网运行的需要。未按期完成AVC装设和投运工作，每月按并网主体装机容量×10小时、5小时考核电量。已安装AVC控制系统的并网新能源场站应加强机组AVC子站运行维护工作，电力调度机构统计投运率和调节合格率。

1. AVC投运率考核

在并网新能源场站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新能源场站AVC投运率。AVC投运率计算公式如下：

AVC投运率 = AVC子站投运时间/新能源场站运行时间×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控制系统退出时间。风电场、

光伏电站AVC投运率以98%为合格标准，每低1%，按照并网主体装机容量×0.1小时、0.05小时考核电量。

2. AVC调节合格率考核

电力调度机构通过AVC系统按月统计考核新能源场站AVC装置调节合格率。电力调度机构AVC主站电压指令下达后，场站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：

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

风电场、光伏电站AVC调节合格率以96%为合格标准，每低1%，按照并网主体装机容量×0.1小时、0.05小时考核电量。

AVC投运率和调节合格率考核电量上限为并网主体装机容量×10小时、0.05小时。

（四）新能源场站应确保并网点电压（新能源场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新能源场站电压曲线，并按月统计各新能源场站电压合格率，电压合格率计算公式如下：

$$\text{电压合格率} = \text{并网点电压运行在电压曲线范围之内} / \text{升压站带电运行时间} \times 100\%$$

风电场、光伏电站电压合格率以100%为合格标准，每低1%，按照并网主体装机容量×0.1小时、0.05小时考核电量。若新能源场站已经发挥最大无功调节能力，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 新能源发电单元的低电压/高电压穿越能力应符合国家有关标准，新建新能源场站在并网前应提交满足标准要求的低电压/高电压穿越检测认证报告。已并网新能源发电单元在运行中因不满足标准要求的低电压/高电压穿越能力而脱网的，同型号发电单元应在要求的期限内完成低电压/高电压穿越改造，重新并网前需经过检测认证。

第十七条 新能源场站应具备一次调频和惯量响应功能，相关性能满足国家标准要求，相关功能根据调度机构要求投退，并将一次调频和惯量响应投运状态信号、动作状态信号和一次调频远程测试相关信号等接入所属电力调度机构。对于投入一次调频功能的风电场、光伏电站，当电网频率波动或电力调度机构下发一次调频测试指令时应自动参与一次调频，并网主体不得擅自退出机组的一次调频功能，不得中断一次调频信号传输。一次调频性能不满足相关标准要求的，风电场、光伏电站每次按并网主体装机容量 $\times 0.1$ 小时、 0.05 小时考核电量，该项每月累计考核电量不超并网主体装机容量 $\times 10$ 小时、 5 小时。

第十八条 对于存在宽频振荡风险的新能源场站，应在并网前组织开展振荡风险评估，并依据评估结果采取加装监测、抑制及保护装置的措施，消除振荡风险。如新能源场站涉网特性、装机规模或近区网架发生变化，需重新开展宽频振荡风险和抑制措施适应性评估，确保系统无振荡风险。由于风电场、光伏电站自身原因造成宽频振荡的，每发生一次，按并网主体装机

容量×1小时、0.5小时考核电量，该项每月累计考核电量不超过并网主体装机容量×10小时、5小时。

第十九条 新能源场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）风电场、光伏电站的线路、变压器、母线、发电设备、变频器所配继电保护和安全自动装置不正确动作，风电场、光伏电站每次按照并网主体装机容量×1.5小时、0.75小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量×30小时，则按并网主体装机容量×30小时考核。

（二）风电场、光伏电站的线路、变压器、母线、发电设备、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，风电场、光伏电站每次按照并网主体装机容量×3小时、1.5小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量×30小时，则按并网主体装机容量×30小时考核。

（三）风电场、光伏电站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。风电场、光伏电站汇集线系统单相故障应能快速切除。不满足的应限期整改（最迟不超过12个月），逾期未完成的风电场、光伏电站每月按照并网主体装机容量×0.8小时、0.4小时考核电量。

（四）风电场、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、同步向量测量装置数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析，风电场、光伏电站每次按照并网主体装机容量 $\times 0.8$ 小时、 0.4 小时考核电量。

（五）风电场、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的，每超24小时（不足按24小时计）按照并网主体装机容量 $\times 0.8$ 小时、 0.4 小时考核电量。

（六）风电场、光伏电站及其无功补偿装置的涉网保护应按照《并网电源涉网保护技术要求》（GB/T40586）等有关标准规定和要求配置，不满足的每月按照并网主体装机容量 $\times 3$ 小时、 1.5 小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量 $\times 30$ 小时，则按并网主体装机容量 $\times 30$ 小时考核。

（七）风电场、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。继电保护和安全自动装置发生的缺陷及异常，风电场、光伏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。电力系统发生的故障，风电场、光伏电站应在故障发生后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。风电场、光伏电站新投继电保护设备及安全自动装置，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。风电场、光伏电站每月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。未及时填报的每次按照并网主体装机容量 $\times 0.8$ 小时、 0.4 小时考核电量。

(八) 电力调度机构对新能源场站继电保护专业的安全运行水平进行考核:

1. 风电场、光伏电站受到继电保护技术监督一级告警, 每次按照并网主体装机容量 $\times 1.5$ 小时、 0.75 小时核。若未按期整改, 每月按照并网主体装机容量 $\times 1.5$ 小时、 0.75 小时考核电量。

2. 风电场、光伏电站场受到继电保护技术监督二级告警, 每次按照并网主体装机容量 $\times 0.8$ 小时、 0.4 小时考核电量。若未按期整改, 每月按照并网主体装机容量 $\times 0.8$ 小时、 0.4 小时考核电量。

3. 新能源场站应按规程、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, 风电场、光伏电站按照并网主体装机容量 $\times 3$ 小时、 1.5 小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量 $\times 9$ 小时, 则按并网主体装机容量 $\times 9$ 小时考核电量。

4. 新能源场站应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。不满足反措要求的风电场、光伏电站应限期整改(最迟不超过12个月), 逾期未完成整改, 则按照主体装机容量 $\times 3$

小时、1.5小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量×9小时，则按并网主体装机容量×9小时考核。

（九）对新能源场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，风电场、光伏电站每月按照并网主体装机容量×0.8小时、0.4小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量×3小时，则按并网主体装机容量×3小时考核。

1. 继电保护主保护月投运率>99%。

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%。

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. 故障录波器与主站月联通率≥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。

第二十条 电力调度机构按其管辖范围对并网新能源场站自动化设备开展技术指导和管理工作。考核规则如下：

（一）风电场、光伏电站应严格按照国行标或国家政策要求配置安全可信的自动化系统和设备，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。未遵循以上要求的，每类系统（或每小类设备）按照并网主体装机容量 $\times 1$ 小时、并网主体装机容量 $\times 0.75$ 小时考核电量，该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量 $\times 2$ 小时，则按并网主体装机容量 $\times 2$ 小时考核。

（二）风电场、光伏电站应确保自动化系统和设备可靠运行，保障数据完整、准确、及时上送调度机构。发生远动104或调度数据网链路中断或数据异常等问题，或者发生有功控制系统缺陷或故障，每次按照并网主体装机容量 $\times 1$ 小时、0.75小时考核电量，如中断或异常时间超过4小时，每超过4小时（含不足4小时）计为一次延时，每延时一次按照并网主体装机容量 \times

0.4小时、0.3小时考核电量。发生PMU（宽频）、单机信息、电量等其它自动化系统双网链路中断，或者数据异常、PMU（宽频）、电量、AGC等其它自动化系统单机运行等问题，每次按照并网主体装机容量 \times 0.4小时、0.3小时考核电量，如中断或异常时间超过1天，每超过1天（含不足1天）计为一次延时，每延时一次按照并网主体装机容量 \times 0.2小时、0.15小时考核电量。该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量 \times 2小时，则按并网主体装机容量 \times 2小时考核，该项每月累计考核电量不超过并网主体装机容量 \times 20小时。

（三）风电场、光伏电站未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、UPS电源等各类自动化设备，或功能、性能指标不满足国家、行业规范要求的按照并网主体装机容量 \times 1小时考核电量，该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量 \times 2小时，则按并网主体装机容量 \times 2小时考核。

（四）风电场、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，开展数据核对、信息填报、资料上传等工作，应及时接收调度机构下发的自动化设备缺陷管理流程，未按要求开展工作或不满足上述要求，按每类系统（设备）并网主体装机容量 \times 0.4小时、并网主体装机容量 \times 0.3

小时考核电量，该项每月累计考核电量不足并网主体装机容量×2小时，则按并网主体装机容量×2小时考核。

第二十一条 电力调度机构按其管辖范围对并网新能源场站电力监控系统安全防护设备开展技术指导和管理工作。考核规则如下：

（一）风电场、光伏电站应满足电力监控系统“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，严格执行网络安全相关法规制度和技术标准要求，电力监控系统安全防护设备应配置齐全且运行可靠，确保不产生因设备故障造成业务失去防护。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，按照并网主体装机容量×0.3小时、0.15小时考核电量。

（二）风电场、光伏电站应部署网络安全监视手段，实现涉调度数据网主机设备、网络设备、安全防护设施等网络安全的本地实时监视并发送调度机构，采集信息应完整、齐全、准确，数据（信息）不完整、不齐全、不准确的，每类数据（信息）按照并网主体装机容量×0.15小时、0.075小时考核电量。

（三）风电场、光伏电站电力监控系统横、纵向边界防护措施不完善、不可靠的，存在非法连接外部网络，远程运维的，按照并网主体装机容量×0.5小时、0.25小时考核电量。因该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，依法对并网主体采取解列发电设备、吊销电力业务许可证等措施。

（四）风电场、光伏电站应由具有国家认可资质的机构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相关信息。应按要求及时接收调控机构下发的网安系统设备缺陷管理流程，并对运行管理、技术监督、检测评估等过程中发现的违规行为、缺陷、漏洞、隐患等问题进行整改，及时上报问题原因、处理过程和结果。不满足上述要求的，每个流程按照并网主体装机容量 $\times 0.15$ 小时、 0.075 小时考核电量。

（五）风电场、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、缺省用户和弱口令，关闭空闲的外设接口和不必要的网络端口等。生产控制区应当具备安全审计功能；应具备恶意代码防范等安全防护措施，并及时更新特征库；电力监控系统关键节点应部署可信验证模块。不满足上述要求的，每项按照并网主体装机容量 $\times 0.15$ 小时、 0.075 小时考核电量。

（六）风电场、光伏电站在开展电力监控系统及设备检修、维护、消缺等工作前，应按要求向调控机构提交对应专业检修工作票，检修工作票应填报规范，并按要求办理开竣工手续；应配置和使用运维网关，经过安全加固的专用调试核查工具和

存储设备进行系统调试、运维等工作。不满足上述要求的，按照并网主体装机容量 $\times 0.15$ 小时、 0.075 小时考核电量。

第二十二条 电力调度机构按其管辖范围对新能源场站通信设备开展技术指导和管理工作。考核规则如下：

（一）风电场、光伏电站通信设备、通信光缆的配置应满足相关规程、规定要求，不满足的新能源场站应限期整改（最迟不超过12个月），逾期未完成整改，则每月考核电量为并网主体装机容量 $\times 0.1$ 小时、 0.05 小时。

（二）风电场、光伏电站因厂站自身原因造成通信业务中断的，每次考核电量为并网主体装机容量 $\times 0.3$ 小时、 0.15 小时。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量为并网主体装机容量 $\times 0.3$ 小时、 0.15 小时，最多考3次。

（三）风电场、光伏电站因自身原因造成通信通道中断、设备监控失效的，每次考核电量为并网主体装机容量 $\times 0.1$ 小时， 0.05 小时。如中断时间超过24小时，每超过24小时（含不足24小时）计为一次延时处理，每次延时处理考核电量为并网主体装机容量 $\times 0.1$ 小时， 0.05 小时，最多考核3次。

第二十三条 电力调度机构按其管辖范围对并网新能源场站信息报送工作进行管理。考核规则如下：

(一) 新能源场站启动后应于每月1日18时前报送上月运行月报，未及时报送和误报，风电场、光伏电站每次分别按并网主体装机容量 $\times 1.5$ 小时、 0.75 小时考核电量。

(二) 新建、扩建新能源场站应在首台机组并网前3个月向调度机构提供可用于电磁暂态和机电暂态仿真计算的模型和参数。对于已投产新能源场站，应在规定时限内提交建模报告，若逾期未提交，风电场、光伏电站每月分别按并网主体装机容量 $\times 10$ 小时、 5 小时考核电量。若实际运行中发现新能源场站实际模型参数与上报模型参数不一致或与并网协议要求存在冲突，新能源场站需重新开展参数实测和建模，建模报告审核通过前，风电场、光伏电站每月分别按并网主体装机容量 $\times 10$ 小时、 5 小时考核电量。

(三) 新建、扩建新能源场站应在并网后六个月内向所属电力调度机构提交电能质量测试报告、有功功率控制能力测试报告、无功/电压控制能力测试报告、一次调频和惯量响应测试报告。若逾期未提交测试报告，风电场、光伏电站每月每项分别按并网主体装机容量 $\times 10$ 小时、 5 小时考核电量。对于已投产新能源场站，应在规定时限内完成相关测试。若逾期未提交测试报告，风电场、光伏电站每月每项分别按并网主体装机容量 $\times 10$ 小时、 5 小时考核电量。

(四) 新能源场站应按技术标准要求建设气象在线监测系统，并将风光资源气象相关测量数据实时传送至电力调度机构，

并确保数据准确性。气象在线监测系统不满足技术标准要求的，每月按并网主体装机容量×6小时考核电量。新能源场站应保证报送的气象监测数据准确，数据完整率应达到95%以上，不到95%的，每降低1个百分点，按并网主体装机容量×0.15小时考核电量，该项每月累计考核电量不超过并网主体装机容量×6小时。

（五）新能源场站应实时向电力调度机构报送场站可用容量，可用容量数据错误或异常的，每天按并网主体装机容量×0.3小时考核电量。

（六）新能源场站应向电力调度机构提供受限电量计算所需的基础数据和满足质量要求的实时数据。新能源场站应向调度机构实时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能、太阳能资源条件下，所有新能源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、缺陷或检修等场站自身原因受阻后能够发出的功率。理论发电功率和可用发电功率考核计算方法如下：

1. 完整率

根据新能源场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

调度机构对场站的理论、可用功率准确性进行校核，根据新能源场站上传情况统计理论、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。

新能源场站理论、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，每项每降低1%（不足按1%），风电场、光伏电站分别按并网主体装机容量×0.6小时、0.3小时考核电量。

风电场、光伏电站理论、可用发电功率存在明显虚报、错报的，风电场、光伏电站每次分别按并网主体装机容量×6小时、3小时考核电量。

第二十四条 风电场、光伏电站应对运行管理、技术监督、检测评估等过程中发现的违规行为和隐患问题进行整改，并向调度机构及时反馈问题原因、处理过程和结果，不满足上述要求的，每项每月按照并网主体装机容量×6小时、3小时考核电量。

第二十五条 新能源场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。

第五章 考核实施及信息发布

第二十六条 电力调度机构在国家能源局派出机构的授权下负责其直调新能源场站并网运行管理考核工作，负责定期发布对并网主体的运行考核结果。

第二十七条 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最大的一款执行。
- （四）非新能源场站自身原因造成的考核可以申请免考。

第二十八条 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，电力调度机构的智能电网调度控制、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，当值调度员的调度录音记录、调度日志，保护启动动作报告及故障录波报告。

第二十九条 风电场、光伏电站月度总考核电量等于风电场、光伏电站当月各项考核电量之和。

第三十条 风电场、光伏电站月度总考核费用等于风电场、光伏电站当月总考核电量×考核计算电价。参与市场化中长期交易的新能源场站的考核计算电价为该场站当月年度（含多月）、月度、月内发用两侧参与的中长期交易成交结果交易均价；未参与市场化中长期交易的新能源场站的考核计算电价为当地同类项目年度（含多月）、月度、月内发用两侧参与的中长期市场各时段电能量加权平均价格。

第三十一条 风电场月度总考核费用按其当月上网电量占所有风电场上网电量总和的比例进行返还，光伏电站月度总考核费用按其当月上网电量占所有光伏电站上网电量总和的比例进行返还。上网电量采用计量电量口径。

第三十二条 新能源场站参与本细则所产生的费用采用电费结算方式，与当月电费结算同步完成。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。

第三十三条 新能源场站参与《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。

第三十四条 电力调度机构应在每月第3个工作日前（含第3个工作日，下同）向电力交易机构推送上月新能源场站并网运行考核、返还情况（核对版），同步通过信息披露系统向各并网主体公示。

新能源场站应于每月第4个工作日前完成结果核对、异议反馈(如有),电力调度机构在接到问询后1个工作日内进行核实,达成一致的,修正后正式结果通过信息披露系统向各并网主体再次公示,由电力调度机构执行。

电力调度机构于每月第8个工作日前向电力交易机构推送上月新能源场站并网运行考核、返还情况正式结果,于每月第10个工作日前将结果报国家能源局派出机构备案。

新能源场站经与电力调度机构协商后仍有争议的,可向国家能源局派出机构提出申诉,经国家能源局派出机构认定同意后,费用差额在后续月份中予以结算。

第六章 监督与管理

第三十五条 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机构的监管信息系统。

第三十六条 新能源场站与省(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,由国家能源局派出机构依法协调或裁决。

第三十七条 电网公司、电力调度机构和并网主体应按照《电力市场信息披露基本规则》等规定披露和报送相关信息。

第三十八条 电力调度机构、电网公司与新能源场站签订的《并网调度协议》、《购售电合同》及相关交易合同，在协议（合同）签订后10个工作日内向国家能源局派出机构备案。与国家电网有限公司签订并网调度协议和相关交易合同的，直接向国家能源局备案。

第三十九条 省级及以上电力调度机构按月向国家能源局派出机构报告电力调度运行管理情况。

第七章附则

第四十条 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。

第四十一条 本细则由国家能源局华北监管局负责解释。

第四十二条 本细则自2026年XX月XX日起施行。2019年印发的《华北区域风电场、光伏电站并网运行管理实施细则（2019年修订版）》（华北监能市场〔2019〕254号）、《华北能源监管局关于印发内蒙古电网新能源“两个细则”（试行）的通知》（华北监能市场〔2019〕122号）同时废止。