

山东省光伏电站并网运行管理实施细则

(2022 年修订版)

第一章 总 则

第一条 为深入贯彻落实党中央关于“碳达峰、碳中和”战略部署，构建以新能源为主体的新型电力系统，持续推动山东能源高质量发展，保障电力系统安全、优质、经济运行，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》、《电力系统网源技术导则》（GB/T 40594-2021）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）等制定本细则。

第二条 本细则适用于已并入山东电网运行的，由山东电力调度控制中心（以下简称电力调度机构）调管的集中式光伏电站，其他光伏发电设施可参照执行。发电量全额自用、采取装设逆功率保护等措施确保不上网的集中式电站不纳入考核范围，亦不参与考核资金返还。

第三条 光伏电站以调度计划单元为基本结算单元参与本细则。

第四条 山东能源监管办负责对光伏电站执行本细则及结算

情况实施监管。在山东能源监管办授权下，电力调度机构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工作，运行结果报山东能源监管办审核后执行，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

第五条 光伏电站应在并网前与相关电网企业签订并网调度协议，并于协议期满前3个月与电力调度机构联系续签事宜、且在协议到期前完成续签。无协议不得并网运行。

第六条 新建光伏电站应按照《电力业务许可证管理规定》、《电力业务许可证监督管理办法》要求及时办理电力业务许可证（发电类）。在并网之日起6个月内未取得电力业务许可证（发电类）的光伏电站，不得继续发电上网。

第七条 新建、扩建光伏电站应在并网之日起3个月内完成并网调试、试验（含配建储能设施）。因自身原因逾期的，自逾期之日起每天考核电量按以下公式计算：

$$\text{考核电量} = P_N \times 1 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{逾期}}$$

式中， P_N 为光伏电站的总装机容量（兆瓦）； $\alpha_{\text{逾期}}$ 为逾期考核系数，其数值取0.05。

新建光伏电站自并网之日起，正常参与本细则规定的调度纪

律考核、非计划停运考核条款考核及返还，自调试期（3个月）满后次月1日起参与其余项目的考核及返还。扩建光伏电站自调试期（3个月）满后次月1日起参与AGC、AVC考核及返还，自并网之日起参与其余项目的考核及返还。

第八条 光伏电站应当在并网之日起6个月内向电力调度机构提交有关光伏电站运行特性的测试报告（含配建储能设施）。逾期未提供的，每超期1天，按照全站当月上网电量的0.1%考核，月度累计考核电量不超当月上网电量的1%。

第九条 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，每次考核全站当月上网电量的1%。

（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、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) 不满足每值至少有 2 人（其中值长 1 人）具备联系调度业务资格的要求；

(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) 不执行电力调度机构针对电力系统安全问题制定的反事故措施或风险防控措施。

(十二) 未依据要求编制停电事故处理预案及其他反事故预案；无特殊情况，不参加电力调度机构组织的反事故演练。

(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。

第十条 发生以下情况时，电力调度机构可通知相应光伏电

站将全部机组停运，整改完成后方可恢复并网运行：

（一）因光伏电站原因，运动数据（含配建储能设施）无法上传至电力调度机构调度技术支持主站或数据持续不刷新，超过48小时未恢复；

（二）因光伏电站原因，上传电力调度机构调度技术支持主站的有功功率值与对端变电站采样数据不符（偏差超5%），超过48小时未完成整改；

（三）光伏电站发生违规外联、恶意代码感染、边界网络安全措施失效等网络安全事件。

第十一条 光伏电站配建储能性能指标应达到规定要求的额定功率、额定容量，电力调度机构按日统计光伏电站配建储能功率可用率（ $\lambda_{\text{功率可用}}$ ）和容量可用率（ $\lambda_{\text{容量可用}}$ ），计算公式如下：

$$\lambda_{\text{功率可用}} = \frac{P_{\text{实际}}}{P_{\text{N}}} \times 100\%$$

式中， $P_{\text{实际}}$ 为配建储能当日实际最大可用功率， P_{N} 为配建储能额定功率。

$$\lambda_{\text{容量可用}} = \frac{S_{\text{实际}}}{S_{\text{N}}} \times 100\%$$

式中， $S_{\text{实际}}$ 为配建储能当日实际最大可用容量， S_{N} 为配建储能额定容量。

在计算功率可用率和容量可用率时，扣除因计划检修和保证

设备安全导致的可用率降低的情况。功率可用率和容量可用率均以 98%为合格标准，对低于 98%的光伏电站，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点），考核该光伏电站当月上网电量的 0.1%，取功率可用率考核电量和容量可用率考核电量的大值作为当日考核电量，光伏电站月度累计考核电量不超过当月上网电量的 2%。

第十二条 光伏电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光伏电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 光伏电站及配建储能因频率、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或配建储能解列的，不允许自启动并网。光伏发电单元或配建储能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，经值班调度员同意并网后方可并网。若违反上述规定，每次考核全站当月上网电量的 1%。

第十四条 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，变化率超出限值按以下公式计算考核电量（ $W_{\text{功率变化率}}$ ），月度累计考核量上限不超过全站当月上网电量的 1%：

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

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

此项按日进行考核，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。因执行电力调度机构下发的有功功率控制指令，或开展自动化检修调试工作，或因太阳辐照度降低而引起的光伏电站有功功率变化超出有功功率变化最大限值的免于考核。

第十五条 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%，纳入非计划停运考核范围，每次考核全站当月上网电量的1%。其中，由于电网原因或光伏电站共同送出线路由其他场站原因导致停运的，免于考核。

配建储能的光伏电站，因自身原因造成储能单元非计划停运的，一次停运储能单元容量超过全站储能总容量的30%，纳入配建储能非计划停运考核范围，每次考核光伏电站全站当月上网电量的1%。

第十六条 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及时报送预测结果及气象站数据、理论可用发电功率、功率逆变器信息。具体考核规则如下：

(一) 光伏电站应向电力调度机构报送光伏功率预测结果。电力调度机构对光伏电站上报光伏功率预测结果进行考核。考核内容包括中期预测、日前预测和超短期预测，场站出力受限时段免于准确率考核。

中期预测是指预测光伏电站次日 0 时起至未来 240 小时的发电功率，日前预测是指预测光伏电站次日 0 时起至 24 时的发电功率，超短期预测是指预测光伏电站未来 15 分钟至 4 小时的发电功率，时间分辨率均为 15 分钟。

1. 中期光伏功率预测

光伏电站每日 8 时、14 时前分别向电网调度机构提交中期功率预测数据（包括日前功率预测数据）和对应的计划开机容量。

(1) 中期功率预测上报率按日进行统计，按月进行考核，每日两次预测均上报成功则当日上报率计为 100%。月上报率应达到 100%，每降低 1 个百分点扣罚当月全场上网电量的 0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的 1%。

(2) 中期预测结果第十日（第 217 小时-240 小时）准确率按日进行统计，按月进行考核，月平均准确率应不低于 70%。准确率小于 70% 时，每降低 1 个百分点扣罚当月全场上网电量的 0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的 1%。

$$\text{第十日准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{\text{Cap}\sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

其中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为 i 时刻的十天功率预测值， Cap 为光伏电站装机容量， n 为样本个数。

2. 日前光伏功率预测

日前光伏功率预测准确率按照场站预测曲线与实际出力曲线的偏差面积进行考核，允许偏差为实际发电出力的 20%（最小允许偏差为 2 兆瓦），考核电量为预测曲线和实际出力曲线偏差电量的 2%（允许偏差除外）。

3. 超短期光伏功率预测

光伏电站每隔 15 分钟向电力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预测数据和对应的计划开机容量。超短期功率预测上报率按日进行统计，按月进行考核，上报率应达到 100%，每降低 1 个百分点扣罚当月全场上网电量的 0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的 1%。

超短期光伏功率预测准确率按照场站预测曲线与实际出力曲线的偏差面积进行考核，允许偏差为实际发电出力的 15%（最小允许偏差为 2 兆瓦），考核电量为预测曲线和实际出力曲线偏差电量的 2%（允许偏差除外）。

4. 免考条件

由于电网原因、调度技术支持系统主站原因及不可抗力（地震、台风、洪水等）导致的预测考核给予免考，场站功率预测系统及相关设备检修影响预测数据上报的，应提前向电力调度机构

提交申请，批准后给与免考（每年不超过 2 次，每次不超过 3 天），其余场站自身原因（包括场站检修、故障及恶劣天气等情况）导致的预测考核不予免考。

（二）光伏电站应按照电力调度机构要求及时报送气象站数据、理论可用发电功率、功率逆变器信息，具体考核办法如下：

1. 光伏电站应在能够准确反映站内光资源情况的位置安装气象站及附属设备，按照电力调度机构要求上传气象站相关数据，并保证数据准确性。气象站数据包括：总辐射辐照度、直射辐照度、散射辐照度、环境温度、湿度、风速、风向、气压数据。

2. 光伏电站应按电力调度机构要求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光资源条件下，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。

3. 光伏电站应具备实时采集逆变器信息的能力，按照电力调度机构要求上传有关逆变器信息，包括有功、无功和运行状态等。

4. 气象站数据、理论可用发电功率数据、逆变器数据按日统计，按月考核，每项数据月平均可用率应达到 98.5% 以上，不到 98.5% 的，每降低 1 个百分点，按照当月上网电量的 0.1% 考核。三项数据全月累计考核电量之和不超过光伏电站当月上网电量的 2%。

气象站数据日可用率= $(1-K/N) \times 100\%$

理论可用发电功率数据日可用率= $(1-L/M) \times 100\%$

逆变器数据日可用率= $(1-T/G) \times 100\%$

其中， K 、 L 、 T 分别为气象站数据、理论可用发电功率数据、逆变器数据的异常点个数，数据异常是指数据缺失、持续 30 分钟不刷新、超出合理范围等； N 、 M 、 G 为气象站数据、理论可用发电功率数据、逆变器数据的总测点数。月可用率为当月日可用率的算术平均值。

5. 由于电网原因、调度技术支持系统主站原因及不可抗力（地震、台风、洪水等）导致的考核给予免考，气象站及相关设备计划检修影响数据上报的，应提前向电力调度机构提交申请，批准后给与免考（每年不超过 1 次，每次不超过 3 天），其余场站自身原因（包括场站检修、故障及恶劣天气等情况）导致的考核不予免考。

第三章 技术管理

第十七条 光伏发电单元应具备国家标准规定的零电压、高电压穿越能力，不具备高/零电压穿越能力的禁止并网。若现场检测不合格，或经现场抽检合格后仍在高/零电压穿越范围内发生脱网，自脱网时刻起该光伏电站同型发电单元禁止并网，直至完成全部整改。光伏电站配建储能应具备高/零电压穿越能力，频率异

常响应、电压异常响应、电压值、延时等参数应满足国家标准要求。不满足要求的禁止并网。

第十八条 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。具体考核规则如下，各子项月度累计考核总量不超过全站当月上网电量的 1%：

（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 1%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、《并网电源涉网保护技术要求》GB/T 40586—2021 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、调节速率和涉网性能）不满足电网要求的光伏电站在完成整改前，每月按当月上网电量的 1%考核。

（三）光伏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电站动态无功补偿装置月投入自动可用率 $\lambda_{\text{无功补偿可用}}$ ，计算公式如下：

$\lambda_{\text{无功补偿可用}}$ = 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)

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% 的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{考核电量} = \frac{95\% - \lambda_{\text{无功补偿可用}}}{10} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{无功补偿可用}}$ 为光伏电站动态无功补偿装置月投入自动可用率； W_a 为该光伏电站当月上网电量。

（四）光伏电站应装设 AVC（自动电压控制）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，每日考核全站当月上网电量的 1%。

已安装 AVC 子站的并网光伏电站应加强机组 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电站 AVC 投运率（ $\lambda_{\text{AVC 投运}}$ ），计算公式如下：

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

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% 的光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\text{考核电量} = \frac{98\% - \lambda_{\text{AVC投运}}}{30} \times W_a$$

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

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电站 AVC 装置调节合格率 ($\lambda_{AVC调节}$)。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，计算公式为：

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

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

$$\text{考核电量} = \frac{96\% - \lambda_{AVC调节}}{30} \times W_a$$

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

3. 免考条件

由于电网原因、调度技术支持系统主站原因及不可抗力（地震、台风、洪水等）导致的 AVC 考核给予免考。AVC 子站及相关设备计划检修影响投运率及调节合格率的，应提前向电力调度机构提交申请，批准后给与免考（每年不超过 2 次，每次不超过 7 天），其余场站自身原因（包括场站内部设备故障及恶劣天气等情况）导致的考核不予免考。

第十九条 光伏电站应具备有功功率调节能力，需配置 AGC

（有功功率控制）系统，对配建储能的光伏电站，光伏发电单元和储能单元应具备独立 AGC 控制功能，能够分别接收并自动执行电力调度机构远方发送的 AGC 信号。

（一）对光伏电站和配建储能 AGC 系统的控制性能进行考核，性能指标应满足下列要求。不满足要求的光伏电站，每月按全站当月上网电量 1%考核。

1. 光伏电站 AGC 系统控制性能指标应满足下列要求：

（1）响应时间是指从主站下达 AGC 控制指令起，到子站开始执行命令止（即场站有功变化量大于等于额定装机容量的 0.5% 时）的时间间隔，响应时间不大于 30 秒。

（2）调节时间是指从主站下达 AGC 控制指令起，到子站响应稳定在调节精度以内的时间间隔，调节时间应不大于 60 秒。

（3）调节精度是指响应稳定以后，实际出力和 AGC 指令之间偏差的绝对值，调节精度应不大于 1 兆瓦（或额定容量的 1%，取大值）。

（4）光伏电站有功功率在额定装机容量范围内应能实现连续平滑调节。

2. 光伏电站配建储能 AGC 控制性能指标应满足下列要求：

（1）响应时间是指从主站下达 AGC 控制指令起，到子站开始执行命令止（即场站有功变化量大于等于额定装机容量的 0.5% 时）的时间间隔，响应时间不大于 15 秒。

(2) 调节时间是指从主站下达 AGC 控制指令起，到子站响应稳定在调节精度以内的时间间隔，调节时间不大于 20 秒。

(3) 调节精度是指响应稳定以后，实际出力和 AGC 指令之间偏差的绝对值，调节精度不大于 0.5 兆瓦（或额定容量的 1%，取大值）。

(4) 配建储能有功功率在额定装机容量范围内应能实现连续平滑调节。

(二) 对 AGC 子站装设情况进行考核。新投产的光伏电站应在启动试运期结束前，完成光伏发电单元和储能单元 AGC 子站装设，并投入 AGC 功能。未按期投入 AGC 功能的光伏电站，每月按全站当月上网电量 1%考核。

(三) 对 AGC 子站投运情况进行考核。在并网光伏电站 AGC 子站闭环运行时，电力调度机构按月统计各光伏电站 AGC 子站投运率 ($\lambda_{AGC \text{投运}}$)，计算公式如下：

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

式中， $\lambda_{AGC \text{投运}}$ 为光伏电站 AGC 子站投运率；子站投运时间为光伏电站 AGC 子站满足电力调度机构 AGC 闭环资格要求的时间。在计算可用率时，扣除电网原因或子站配合调试造成的系统退出时间。因不跟踪主站指令被取消 AGC 闭环资格的光伏电站，应在 3 个月内完成整改，整改完成前，考核 AGC 投运率。逾期未完成整改的，每月按全站当月上网电量的 1%考核。

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

$$\text{考核电量} = \frac{98\% - \lambda_{\text{AGC投运}}}{90} \times W_a$$

式中， $\lambda_{\text{AGC投运}}$ 为光伏电站 AGC 子站投运率； W_a 为全站当月上网电量。

（四）对 AGC 指令执行情况进行考核。因电网负旋备不足而限制光伏电站出力时，以每 1 分钟为一个时段，考虑调节精度允许偏差后，对超出相应时段 AGC 计划指令部分的积分电量进行考核。月度累计叠加考核电量不超过当月上网电量 2%。按照以下公式进行考核：

$$Q = \sum_{k=0}^{\infty} \int_{T_k}^{T_{k+1}} (P - P_1) dt$$

式中： Q 为考核电量（即超发电量）； T_k 为第 k 个周期 AGC 指令的开始时刻； P 为光伏电站实际发电电力； P_1 为考虑允许偏差量后的 AGC 指令值；仅在 $\int_{T_k}^{T_{k+1}} (P - P_1) dt > 0$ 时计算超发电量 Q 。

（五）当电网发生负备用不足的情况时，电力调度机构可通知相应光伏电站停运：

1. 不具备 AGC 功能或 AGC 系统控制性能指标不满足要求的的光伏电站。

2. 在弃电期间理论、可用发电功率数据不反应真实发电能

力的光伏电站。

(六) 因调峰或电网安全等原因需光伏电站停运时，在接到电力调度机构的指令后光伏电站应在 15 分钟内完成停运操作，且停运期间有功功率不得超过装机容量的 10%（样板机）。若违反上述规定，电力调度机构可直接将该光伏电站解列，同时每次考核全站当月上网电量的 1%。

第二十条 光伏电站配建储能应具备四象限功率控制能力，有功功率和无功功率调节范围和能力应满足国家、行业有关标准要求。配建储能电站应同时具备就地和远方充放电功率控制和频率、电压调节功能。不满足要求的禁止并网。

第二十一条 光伏发电站应按提交可用于电磁暂态和机电暂态仿真计算的模型和参数，包含光伏发电单元、光伏发电站汇集线路、变压器、光伏发电单元/光伏发电站控制系统、无功补偿装置，配合电力调度机构开展模型审查和一致性核查。对于未通过模型审查的光伏发电站，应根据审核意见和电力调度机构要求，在规定时间内完善，并按照建模管理流程重新报送，直至通过审核。运行中如控制逻辑或涉网特性、整定参数发生变化，须经电力调度机构审核同意后方可执行，必要时需重新进行参数实测工作。对于未在电力调度机构要求的期限内提交建模报告的光伏发电站，每月按当月上网电量 1%考核，直至提交正式报告。

第二十二条 光伏电站必须具备一次调频功能(含一次调频

远程测试功能), 其一次调频投/退信号、一次调频远程测试允许/禁止信号等应接入电力调度机构。新投产光伏电站不具备一次调频功能不允许并网运行。现有光伏电站应在能源监管机构要求的期限内完成一次调频功能改造, 逾期未完成的, 每月按当月上网电量的 2%考核。光伏电站一次调频功能要求详见附录 1。

第二十三条 光伏电站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, 当进行一次调频远程测试试验时应自动进行一次调频响应。对光伏电站一次调频的投入情况和性能进行考核, 月度累计考核电量不超过光伏电站当月上网电量的 2%。考核计算方法详见附录 2。

第二十四条 通过 35kV 及以上电压等级并网且装机容量 40 兆瓦及以上的光伏电站应具备惯量响应能力(含惯量响应远程测试功能)。新投产光伏电站不具备惯量响应能力不允许并网运行。现有光伏电站应按照能源监管机构要求的期限内完成惯量响应能力改造, 若逾期未完成改造, 每月按当月上网电量的 2%考核。

第二十五条 通过 35kV 及以上电压等级并网且装机容量 40 兆瓦及以上的光伏电站应具备快速调压能力(含快速调压远程测试功能)。新投产光伏电站不具备快速调压能力不允许并网运行。现有光伏电站应按照能源监管机构要求的期限内完成快速调压能力改造, 若逾期未完成改造, 每月按当月上网电量的 2%考

核。

第二十六条 电力调度机构对光伏电站继电保护和自动装置开展技术指导和管理工作。对以下管理要求未能达标者，每项考核电量为光伏电站当月上网电量的 0.5%，累计考核电量不超过光伏电站当月上网电量的 2%。

（一）光伏电站内与电网运行有关的继电保护及安全自动装置须与电网继电保护及安全自动装置配合，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。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。未经电力调度机构许可，不得擅自改变有关技术性能参数。

（二）光伏电站应严格执行电力调度机构下发的继电保护及安全自动装置反事故措施，并及时对不满足电网稳定要求的继电保护及安全自动装置进行更新改造。

（三）光伏电站应配合电网企业改造达到更换年限的继电保护及安全自动装置，设备更新改造应与电网侧设备协调一致。

（四）光伏电站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。

（五）光伏电站应对继电保护及安全自动装置进行验收检验、全部检验及部分检验，使其满足装置技术要求，编制并保存

调试报告和记录。

（六）光伏电站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保护和参数的规划、设计、建设、运行管理应符合国家、行业标准和电网稳定性要求。

（七）光伏电站应按国家、地方、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作，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电力调度机构并进行整改。

第二十七条 电力调度机构对光伏电站内继电保护专业的安全运行水平进行考核，累计考核电量不超过光伏电站当月上网电量的 2%：

（一）光伏电站所配安全自动装置未按调度要求投运，每月考核全站当月上网电量的 1%。

（二）光伏电站主系统继电保护、安全自动装置不正确动作，每次考核电量为全站当月上网电量的 1%。

（三）光伏电站继电保护和安全自动装置未投运或不正确动作，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，每次考核电量为全站当月上网电量的 2%。

（四）光伏电站发生涉及电网的事故和并网线路对侧变电站发生事故，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 小时内提供事故报告，未按要求执行每次考核全站当月上网电量的 0.5%。

（五）光伏电站继电保护、安全自动装置存在影响装置误动、拒动的缺陷，未上报电力调度机构或未按照电力调度机构要求进行整改，每次考核电量为全站当月上网电量的 1%。

（六）光伏电站收到山东省电力技术监督办公室下发的继电保护技术监督告警单，每次考核电量为全站当月上网电量的 1%，若未按期整改，每次考核电量加扣全站当月上网电量的 0.5%。

（七）光伏电站收到山东省电力技术监督办公室下发的继电保护技术监督预警单，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.5%，若未按期整改，每次考核电量加扣全站当月上网电量的 0.2%。

（八）光伏电站故障录波器、二次设备在线监视（保信子站）时钟不准确，装置及接入量命名不规范，与电力调度机构主站数据连通中断，不能及时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事故调查，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.5%。

第二十八条 电力调度机构按其管辖范围对并网光伏电站自动化设备（包括远动通信设备、PMU 装置、电能量采集终端、时钟系统、调度数据网络接入设备、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,对以下管理要求未达标者进行考核,每项考核电量为全站当月上网电量的 0.5%,累计考核电量不超过全站当月上网电量的 2%。

(一)光伏电站自动化系统及设备更新、改造时,应将改造方案、安全防护完善方案报电力调度机构审核,经批准并履行自动化设备检修申请后方可进行。

(二)直接接入调度数据网的设备、与接入调度数据网设备存在网络连接关系的系统或设备应纳入网络安全监测并进行安全加固,网络安全监测信息应正确传送至电力调度机构的网络安全管理系统。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,并及时向电力调度机构提交测评和评估报告。

(三)光伏电站至调度主站应具有独立的两路不同路由的调度数据网通道,远动设备应具有双通道接口。光伏电站自动化设备应采用冗余配置的不间断电源或光伏电站内直流电源供电。

(四)光伏电站应在汇集线或集电线、网厂计量关口点及辅助结算关口点安装关口电能表,计量信息应通过电能量采集终端接入并正确传送至电力调度机构的电能量计量系统,现场相关电能表或 TA/TV 更换完毕并向电力调度机构报竣工后两小时内,应将换表记录或 TA/TV 参数报送电力调度机构。

(五)光伏电站应具有可靠的技术措施,对接收的 AGC/AVC 指令进行安全校核,拒绝执行超出光伏电站规定范围

的异常指令。

第二十九条 电力调度机构对并网光伏电站自动化设备运行情况进行考核，累计考核电量不超过全站当月上网电量的 2%。由于电网原因、调度技术支持系统主站原因及不可抗力（地震、台风、洪水等）导致的考核给予免考，场站自身原因（包括场站检修、故障及恶劣天气等情况）导致的考核不予免考。

（一）事故时遥信正确动作率要求 100%。每拒动或误动 1 个/次，考核电量为光伏电站当月上网电量的 0.1%。

（二）发生上送电力调度机构全部远动数据中断或不刷新，每次考核电量为全站当月上网电量的 1%。如故障未及时处理，每超过 4 小时，考核电量加扣全站当月上网电量的 0.02%。以上数据中断计算时间以发生故障为起始时间，以电力调度机构技术支持主站系统接收到正确数据时刻为截止时间。

（三）单个遥信错误、遥测超差或不刷新时间超过 4 小时，以及单个遥测跳变，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.02%。如故障未及时处理，每超过 4 小时，考核电量加扣全站当月上网电量的 0.01%。光伏电站遥测、遥信数据个数以电力调度机构接收的遥测、遥信数量为准。

（四）电量采集装置月运行合格率要求 100%，每降低一个百分点（含不足一个百分点），考核电量为全站当月上网电量的 0.1%。

(五) 当光伏电站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，考核电量为全站当月上网电量的 0.1%。

(六) 相量测量装置月可用率要求 $\geq 99.5\%$ 。设备未按期投运或连续故障（相量数据中断）时间超过 4 小时，考核电量为全站当月上网电量的 0.1%。如故障未及时处理，每超过 4 小时，考核电量加扣全站当月上网电量的 0.05%。相量测量装置故障计算时间以故障发生时刻为起始时间，以电力调度机构调度自动化主站系统接收到正确数据时刻为截止时间。

(七) 纵向加密认证装置、网络安全监测装置等网络安全设备月可用率要求 $\geq 99.5\%$ 。设备离线超过 4 小时，每次考核电量为全站当月上网电量的 0.2%。如设备故障仍未处理解决，每超过 4 小时，考核电量加扣全站当月上网电量的 0.05%。

(八) 电力监控系统网络安全紧急告警应立即处理，重要告警应在 24 小时内处理，多次出现的一般告警应在 48 小时内处理，应在 3 日内完成网络安全告警分析报告并报送电力调度机构。每发生一次告警处置或报告反馈不及时，考核电量为全站当月上网电量的 0.2%，每超过 4 小时考核电量加扣全站当月上网电量的 0.05%。

(九) 光伏电站电力监控系统存在网络边界安全防护设备配置违规、违规连接外设、恶意代码感染情况，每次考核全站当

月上网电量的 1%。

第三十条 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，并对光伏电站通信专业相关工作进行考核，月度累计考核总量不超过全站当月上网电量的 2%：

（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，则每月考核全站当月上网电量的 0.1%。

（二）当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全站当月上网电量的 0.1%。

（三）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，每次考核全站当月上网电量 0.2%。

（四）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，每次考核全站当月上网电量 0.2%。

（五）因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，按最严重的一条进行考核：

1. 影响电网调度和发供电设备运行操作的，每次考核全站当月上网电量 0.1%；

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，每次每条考核全站当月上网电量 0.1%；

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，每次每条考核全站当月上网电量 0.1%；

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，每次每条考核全站当月上网电量 0.1%；

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，每次考核全站当月上网电量 0.2%；

6. 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，每日考核全站当月上网电量的 0.1%；

7. 光伏电站任一通信设备故障停运，时间超过 24 小时，每日考核全站当月上网电量的 0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的 0.1%；

8. 光伏电站内录音设备失灵，影响电网事故分析的，每次考核全站当月上网电量 0.1%；

9. 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，每次考核全站当月上网电量 0.1%。

第四章 计量与结算

第三十一条 不具备参与全部考核条件的光伏电站,经山东能源监管办认定后,可对其部分考核项目免考,不参与相关考核费用的返还。

第三十二条 光伏电站的运行管理考核实施原则、各单位职责、统计依据、计算方法、返还与结算方法、工作要求,按照《山东省发电厂并网运行管理实施细则》有关规定执行。

第五章 信息披露

第三十三条 光伏电站参与并网运行管理的信息披露内容、原则、各单位职责及工作要求按照《山东省发电厂并网运行管理实施细则》中信息披露相关规定执行。

第六章 监督与管理

第三十四条 光伏电站纳入并网运行管理的监督内容、原则、各单位职责及工作要求按照《山东省发电厂并网运行管理实施细则》中监督管理相关规定执行。

第七章 附 则

第三十五条 本细则由山东能源监管办负责解释。

第三十六条 本细则自发布之日起施行,有效期5年。原《关于修订〈山东光伏电站并网运行管理实施细则(试行)〉的通知》(鲁能监市场〔2019〕103号)作废。

附录 1 光伏电站一次调频性能要求

光伏电站一次调频应满足如下要求：

一、一次调频死区为 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

二、在频率阶跃扰动试验中，光伏电站一次调频功率变化幅度限制应不小于光伏电站额定有功功率的 10%，且不得因一次调频导致光伏发电单元脱网或停运。

三、一次调频调差率应为 2%。

四、频率阶跃扰动试验中，一次调频动态性能应满足如下要求：

（一）一次调频有功功率的滞后时间应不大于 1 秒；

（二）一次调频有功功率上升时间应不大于 5 秒；

（三）一次调频有功功率调节时间均应不大于 15 秒；

（四）一次调频达到稳定时的有功功率调节偏差，应不超过光伏电站额定有功功率的 $\pm 1\%$ 。

一次调频响应与 AGC 控制相协调，光伏电站有功功率的控制目标应为 AGC 指令值与一次调频响应调节量代数和。当电网频率超出一次调频死区时，光伏电站一次调频功能应闭锁 AGC 反向调节指令。

附录 2 光伏电站一次调频投入情况及性能考核方法

一、投入情况考核

一次调频月投运率应达到 100%。计算方法如下：

$$\lambda_{\text{一次调频投运}} = (t_{\text{投运时间}} / t_{\text{并网时间}}) \times 100\%。$$

式中： $\lambda_{\text{投运}}$ 为一次调频月投运率； $t_{\text{投运时间}}$ 为光伏电站一次调频月投运时间； $t_{\text{并网时间}}$ 为光伏电站当月并网时间。

(一) 未经电力调度机构批准停用一次调频功能的，每日考核电量为：

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

式中： P_N 为光伏电站额定容量（兆瓦）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 2。

(二) 一次调频月投运率不满要求的，每月考核电量为：

$$(100\% - \lambda_{\text{一次调频投运}}) \times P_N \times 2 \text{ (小时)} \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： $\lambda_{\text{一次调频投运}}$ 为一次调频月投运率； P_N 为光伏电站额定容量（兆瓦）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 2。

二、性能考核

每月当电网频率发生大波动时（最大频率偏差大于 0.06Hz），以光伏电站实际动作评价一次调频性能指标；当电网频率未发生较大波动时，通过一次调频远程扰动测试计算光伏电站一次调频性能指标。光伏电站一次调频性能考核包括出力响应指数考核、

电量贡献指数考核。

（一）出力响应指数考核

出力响应指数是指从频率偏差超出死区开始，5秒内光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比；若频率事件从开始到结束小于5秒，则计算频率事件过程中光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P\% = \Delta P_E / \Delta P_S \times 100\%$$

式中： $\Delta P\%$ 为一次调频出力响应指数； ΔP_E 为一次调频实际最大出力调整幅度； ΔP_S 为一次调频理论最大出力调整幅度。

对于光伏电站，出力响应指数 $\Delta P\%$ 小于90%为不合格。对出力响应指数 $\Delta P\%$ 不合格的光伏电站进行定额考核，每次考核电量为：

$$P_N \times (90\% - \Delta P\%) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： P_N 为光伏电站额定容量（兆瓦）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为2。

（二）电量贡献指数考核

电量贡献指数是指在一次调频动作时段内，光伏电站一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$\Delta Q\% = \Delta Q_E / \Delta Q_S \times 100\%$$

式中： $\Delta Q\%$ 为一次调频电量贡献指数； ΔQ_E 为一次调频实际贡献电量； ΔQ_S 为一次调频理论积分电量。

对于光伏电站，电量贡献指数 $Q\%$ 小于 75% 为不合格。对电量贡献指数 $Q\%$ 不合格的光伏电站进行定额考核，每次考核电量为：

$$P_N \times (75\% - Q\%) \times \alpha_{\text{一次调频}}$$

式中： P_N 为光伏电站额定容量（兆瓦）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 2。

三、一次调频动作引起的光伏电站出力调整量不计入机组 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

四、光伏电站传送虚假一次调频投运信号或者调频动作信号至电力调度机构的，一经发现，每次考核电量为：

$$P_N \times 1 \text{（小时）} \times \beta_{\text{一次调频}}$$

式中： P_N 为光伏电站额定容量； $\beta_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5。