

《华中区域电力并网运行管理实施细则》 修订条款对照表（征求意见稿）

序号	条款	原文	修订内容	修订说明
1	第四条	（四）新型储能按照《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》（DL/T 2246.1~2246.9）、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》（DL/T 2313）要求，自第一台PCS并入电网时纳入。	（四）新型储能按照《电化学储能电站接入电网技术规定》（GB/T 36547）、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》（DL/T 2313）要求，自第一台PCS并入电网时纳入。	按照最新国家标准执行。
2	第十六条	并网主体应严格执行电力调度机构下达的日发电计划曲线（含修正），电力调度机构修改发电调度计划曲线应提前15分钟通知并网主体（紧急情况除外）。	并网主体应严格执行电力调度机构下达的日发电计划曲线（ 电力现货市场运行期间以实时现货出清曲线为准 ），电力调度机构修改发电调度计划曲线应提前15分钟通知并网主体（紧急情况除外）。	与电力现货市场衔接。
3	第十六条	（三）免于考核情况 1. 电力调度机构调整负荷曲线后，发电侧并网主体15分钟内免除发/用电计划考核。 3. AGC投入运行期间出现的偏差（跟踪计划模式除外）。	（三）免于考核情况 1. 电力调度机构调整负荷曲线后， 燃煤、水电机组15分钟内免除发/用电计划考核，风电、光伏、新型储能等5分钟内免除发/用电计划考核。 3. 机组参与调频辅助服务市场并调用时产生的偏差。 新增： 9. 因电力调度机构原因未能完成AGC调度闭环测试的并网主体免于发电计划偏差考核。	与电力现货市场、调频辅助服务市场衔接。
4	第十九条	考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。 考核电量不超过场站当月上网电量的 2%	当月总 考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。 当月总 考核电量不超过场站当月上网电量的 2%	规范表述，消除理解偏差。

5	第二十一条	<p>(三) 性能考核</p> <p>1. 小扰动考核</p> <p>Q合格率$\geq 80\%$，并网主体月考核电量不超过$P_n \times 1$小时；$50\% < Q$合格率$< 80\%$，并网主体月考核电量不超过$P_n \times 2$小时；Q合格率$\leq 50\%$，并网主体月考核电量不超过$P_n \times 3$小时。</p>	<p>Q合格率$\geq 90\%$，不考核；$90\% > Q$合格率$\geq 80\%$，并网主体月考核电量不超过$P_n \times 0.6$小时；$50\% < Q$合格率$< 80\%$，并网主体月考核电量不超过$P_n \times 1.2$小时；Q合格率$\leq 50\%$，并网主体月考核电量不超过$P_n \times 2$小时。</p>	<p>根据实际运行情况调整考核范围及考核力度。</p>
6	第二十二条	<p>(四) 调频动作正确性</p> <p>在调频有效动作事件内，若$\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$的并网主体的一次调频动作信号未触发或有功功率未向正确的调频方向开始变化，并网主体当月调频动作正确率小于85%，每次考核电量：</p>	<p>(四) 调频动作正确性</p> <p>在调频有效动作事件内，若$\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$的并网主体的一次调频动作信号未触发或有功功率未向正确的调频方向开始变化，并网主体当月调频动作正确率小于80%，每次考核电量：</p>	<p>根据实际运行情况调整考核范围。</p>
7	第二十三条	<p>(三) 性能指标要求及考核</p>	<p>新增：自动发电控制（AGC）按照单元（单机、全厂或多个发电厂组成的计划单元）参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其AGC调节性能进行考核。自动发电控制（AGC）投其它控制模式的，不对其AGC调节性能进行考核。</p>	<p>进一步明确AGC考核范围。</p>
8	第二十三条	<p>(三) 性能指标要求及考核。（1）并网主体按照当日AGC调节速率未达标考核</p>	<p>有关AGC性能考核全面调整，详见附件修订内容。</p>	<p>因AGC补偿算法全面调整，有关考核内容全面调整。</p>
9	第二十三条	<p>(四) 传送AGC虚假信号或数据，一经发现，每次按照额定容量$\times 1$小时计为考核电量。</p>	<p>(四) 传送AGC虚假信号或数据，一经发现，每次按照额定容量$\times 1$小时计为考核电量，同时取消当月AGC相关补偿并向全网公示。</p>	<p>加强对传送虚假信号或数据的考核力度。</p>
10	第二十六条	<p>(一) 考核原则</p> <p>机组无功出力或进相深度达到规定的技术要求后，电压仍不合格，免于考核。机组励磁系统性能包括进相能力达不到规定要求期间，电压曲线加倍考核。全厂停电期间，免于考核。</p>	<p>(一) 考核原则</p> <p>机组无功出力或进相深度达到规定的技术要求后，电压仍不合格，免于考核。机组励磁系统性能包括进相能力达不到规定要求期间，电压曲线加倍考核。全厂停电期间及机组开停机过程中，免于考核。</p>	<p>根据实际情况调整。</p>

11	第二十八条	<p>(二) 按月统计考核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AVC装置在按指令调整到位为合格。月调节合格率低于90%标准的, 每降低一个百分点(不足一个百分点的按照一个百分点计算) 按AVC装置对应机组额定容量×0.2小时的标准进行考核, 月考核电量不高于AVC装置对应机组额定容量×2.5小时。</p>	<p>(二) 按月统计考核AVC装置调节合格率。电力调度机构AVC主站无功电压指令下达后, AVC子站在2分钟内调整到控制精度范围内为合格。 母线电压-目标电压 < 0.5千伏 (220千伏以下母线) 母线电压-目标电压 < 1.0千伏 (330千伏、500千伏母线) 月调节合格率低于90%标准的, 每降低一个百分点(不足一个百分点的按照一个百分点计算) 按AVC装置对应机组额定容量×0.2小时的标准进行考核, 月考核电量不高于AVC装置对应机组额定容量×2.5小时。</p>	明确合格的具体定义。
12	第二十九条	<p>(四) 2. AVC 调节合格率 电力调度机构AVC主站无功电压指令下达后, AVC 子站在2分钟内调整到位为合格。电力调度机构按月统计风电场、光伏电站AVC 装置调节合格率, 其计算公式如下</p>	<p>将(四)部分单列为(五) (五) 2. AVC 调节合格率修改为: 电力调度机构AVC主站无功电压指令下达后, AVC 子站在2分钟内调整到位为合格。 控制精度要求: 母线电压-目标电压 < 1.0千伏 电力调度机构按月统计风电场、光伏电站AVC 装置调节合格率, 其计算公式如下</p>	明确调整到位的定义。
13	第三十一条	<p>第三十一条 风电机组、光伏发电单元、新型储能变流器、无功补偿装置等应具备国家标准要求的频率、电压适应性及高/低电压穿越能力。若不满足国家标准要求的禁止并网。风电机组、光伏发电单元、新型储能变流器、无功补偿装置在标准要求范围内发生了脱网, 自脱网时刻起该风电场同型号机组、光伏电站同型号发电单元、新型储能同型号变流器、无功补偿装置禁止并网, 直至完成相关穿越改造并提供合格检测认证报告。在此之前, 每月考核电量按以下公式计算: 1. (脱网的风电机组、光伏发电单元交流侧、新型储能变流器) 容量×5小时。</p>	<p>风电机组、光伏发电单元、新型储能变流器、无功补偿装置等应具备国家标准要求的频率、电压适应性及高/低电压穿越能力。并网前, 电力调度机构要严格审核并网主体提供的涉网性能型式试验报告, 报告应由具备CNAS/CMA资质(中国合格评定国家认可委员会认可或中国计量认证)或同等资质能力的第三方机构出具, 审核同意后方可并网, 不满足国家标准要求的禁止并网。并网后, 电力调度机构要强化运行过程中的涉网性能评估, 及时提出改进要求, 确保涉网性能稳定。</p>	<p>《国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知》 (国能发安全〔2024〕79号)</p>

14	第三十二条	<p>(四) 以下情况免于非计划停运考核:</p> <p>1. 电力调度机构按其调度管辖范围可批准并网发电机组利用负荷低谷及节假日进行消缺, 不计其非计划停运考核。低谷消缺指并网发电机组在非保供时段, 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消缺, 并于次日7:00前并网, 低谷消缺时间不应超过12小时;节假日消缺指在非保供时段, 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段停机消缺, 并于节假日结束前或节假日后第一个工作日, 按照调度指令要求的时间并网, 节假日消缺时间不应超过48小时。若工期超出批准期限, 全部消缺时间计入第3类非计划停运。</p>	<p>(四) 以下情况免于非计划停运考核:</p> <p>1. 电力调度机构按其调度管辖范围可批准并网发电机组利用负荷低谷及节假日进行消缺, 不计其非计划停运考核。低谷消缺指并网发电机组提前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消缺, 并于次日7:00前并网, 低谷消缺时间不应超过12小时;节假日消缺指并网发电机组提前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段停机消缺, 并于节假日结束前或节假日后第一个工作日, 按照调度指令要求的时间并网, 节假日消缺时间不应超过48小时。若工期超出批准期限, 全部消缺时间计入第3类非计划停运。</p>	鼓励开展低谷消缺, 提升保供能力。
15	第四十二条	<p>(五) 并网主体不能按规定时间要求报送电厂继电保护和自动装置运行分析月报, 每次按全厂额定容量×0.1小时计为考核电量。</p>	删除	根据实际情况调整。
16	第四十七条	<p>(四) 并网主体相量测量装置连续故障(包括但不限于相量数据中断、子站时钟失步、数据异常)时间超过4小时, 按额定容量×1小时计为考核电量。如设备故障仍未处理解决, 每超过4小时, 按额定容量×0.5小时计为考核电量。电网事故时, 并网主体未能正确提供PMU量测数据, 影响事故分析的, 每次按额定容量×1小时计为考核电量。</p> <p>(八) 并网主体遥测量数据跳变且跳变幅度大于额定容量×1小时, 每次按额定容量×0.2小时计为考核电量。</p>	<p>(四) 并网主体相量测量装置连续故障(包括但不限于相量数据中断、子站时钟失步、数据异常)时间超过4小时, 按额定容量×1小时计为考核电量。如设备故障仍未处理解决, 每超过4小时, 按额定容量×0.5小时计为考核电量。电网事故时, 并网主体未能正确提供PMU量测数据, 影响事故分析的, 每次按额定容量×1小时计为考核电量, 考核总量不超过其当月上网电量的2%。</p> <p>(八) 并网主体遥测量数据跳变且跳变幅度大于100MW, 每次按额定容量×0.2小时计为考核电量。</p>	<p>1. 根据实际情况调整。</p> <p>2. 规范表述。</p>
17	第五十条	<p>(六) 并网电厂应加强水电发电能力跟踪分析, 因电厂自身预测偏差造成日内发电计划临时调整并导致电网运行方式发生重大变化的, 每次按水电厂实际发生的调整容量×1小时计入考核电量。</p>	删除	根据实际情况调整。

18	第五十一条	<p>(二) 风电场(光伏电站)应安装满足相关技术标准的测风塔(光伏气象站)及其配套设备,按照要求将气象信息数据及场站理论功率、可用功率、单机信息按调度要求传送至电力调度机构。全场站每项数据合格率应大于等于99%,每项数据每降低1%(含不到1个百分点),按照全场站当月上网电量的0.1%考核,当月单项数据累计考核电量的最大值不超过全</p>	删除	根据实际情况调整。
19	第五十二条	<p>新型储能应按电网调度机构将储能充放电时间、充放电速率、可调节范围、最大调节能力等运行信息接入电力调度机构技术系统,未按要求完成数据或传送的,每月按额定容量×1小时的标准进行考核。</p>	<p>新型储能应按电网调度机构将储能充放电时间、充放电速率、可调节范围、最大调节能力等运行信息接入电力调度机构技术系统。</p>	根据实际情况调整。
20	第五十三条	<p>新型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。新型储能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。在充放电功率为额定功率时,其控制精度为±1.5%。充/放电响应时间应不大于1s;充/放电调节时间应不大于1.5s;充/放电转换时间应不大于1s。不满足要求的,按每项每月全站额定容量×0.5小时的标准进行考核。</p>	<p>新型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。新型储能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。在充放电功率为额定功率时,其控制精度为±1.5%。充/放电响应时间应不大于1s;充/放电调节时间应不大于1.5s;充/放电转换时间应不大于1s。</p>	根据实际情况调整。
21	第五十四条	<p>新型储能并网电能质量应满足国家、行业有关标准要求。不满足要求的,每月按当月全站额定容量×1小时的标准进行考核。</p>	<p>新型储能并网电能质量应满足国家、行业有关标准要求。</p>	根据实际情况调整。

22	第十五条	<p>接入35kV及以上电压等级的新建、扩建风电场或光伏电站首次并网后6个月内向电力调度机构提交具备相应资质机构提供合格的参数实测报告、型式试验报告及相关并网性能检测报告，未按时提交任意一项正式报告的，按照场站额定容量×1小时的标准进行考核，每月总考核电量不超过全场站当月上网电量的1%考核。报告内容包括：电能质量检测结果；有功功率和电压调节能力检测结果；无功补偿装置性能检测结果；AGC检测结果；AVC检测结果；一次调频检测结果；惯量响应检测结果；场站建模与模型验证；故障穿越能力仿真验证；电压适应能力验证；频率适应能力验证；保障电力系统安全的其他测试。</p>	<p>电网企业及其电力调度机构应做好接入35kV及以上电压等级的新建、扩建风电场和光伏电站涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作，有关并网调试申请、型式试验报告等并网条件审核确认工作应自收到并网主体提交后10个工作日内完成，条件不满足的，电力调度机构不得安排其并网，并书面向并网主体详细说明原因。新能源场站应在首次并网后6个月内完成全部涉网试验，向电力调度机构提交具备相应资质机构提供合格的相关并网性能检测报告。电力调度机构在收到并网主体提交的报告后，应于10个工作日内完成审核、确认工作，对审核不通过情况应书面向并网主体详细说明原因。</p>	<p>《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号） 《国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知》（国能发安全〔2024〕79号）</p>
23	第十六条	<p>风电场、光伏电站应按电力调度机构要求提交可用于稳定仿真计算的模型和参数，包含风电机组/光伏发电单元、风电场/光伏电站汇集线路、变压器、风电机组/风电场控制系统、光伏发电单元/光伏电站控制系统、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风电场、光伏电站，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风电场、光伏电站，每月按当月上网电量0.5%考核，直至提交正式报告。</p>	<p>风电场、光伏电站应按电力调度机构要求提交可用于稳定仿真计算的模型和参数，包含风电机组/光伏发电单元、风电场/光伏电站汇集线路、变压器、风电机组/风电场控制系统、光伏发电单元/光伏电站控制系统、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风电场、光伏电站，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。</p>	<p>根据实际情况调整，与转商业运营政策衔接。</p>

24	第五十七条	<p>接入35kV及以上电压等级的新建、扩建新型储能首次并网后6个月内向电力调度机构提交具备相应资质机构提供合格的参数实测报告、型式试验报告及相关并网性能检测报告，未按时提交任意一项正式报告的，按照场站额定容量×0.3小时的标准进行考核，每月总考核电量不超过电站额定容量×2小时。报告内容包括：电网适应性测试；功率控制能力测试；过载能力测试；低电压/高电压穿越能力测试；电能质量测试；保护功能测试；通信功能测试；充放电时间测试；充放电转换时间测试；额定能量和额定功率能量转换效率测试；一次调频测试；惯量支撑性能测试；整站机电与电磁暂态建模与模型验证；AGC控制能力测试；AVC控制能力测试。</p>	<p>电网企业及其电力调度机构应做好接入35kV及以上电压等级的新建、扩建新型储能涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作，有关并网调试申请、型式试验报告等并网条件审核确认工作应自收到并网主体提交后10个工作日内完成，条件不满足的，电力调度机构不得安排其并网，并书面向并网主体详细说明原因。新型储能应在首次并网后6个月内完成全部涉网试验，向电力调度机构提交具备相应资质机构提供合格的相关并网性能检测报告。电力调度机构在收到并网主体提交的报告后，应于10个工作日内完成审核、确认工作，对审核不通过情况应书面向并网主体详细说明原因。</p>	<p>《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号） 《国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知》（国能发安全〔2024〕79号）</p>
25	第五十八条	<p>并网主体应按照《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）的要求，定期进行相关涉网复核试验，复核周期不宜超过5年。若相关系统设备改造、软件升级、参数修改和控制逻辑变更等影响对应涉网试验项目结果的，也需开展复核试验。未按时开展复核试验并提交正式报告的每月按并网主体额定容量×1小时的标准考核。</p>	<p>并网主体应按照《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）的要求，定期进行相关涉网复核试验，复核周期不宜超过5年。</p>	<p>根据实际情况调整。</p>
26	第五十九条	<p>直控型可调节负荷应将电气模拟量、状态量、向上/下调电力与电量、向上/下调速率等运行状态信息实时传输至电力调度机构。电力调度机构可对直控型可调节负荷的调节能力进行调用测试。未通过调用测试的，每次按当月申报最大调节容量×2小时的标准进行考核。</p>	<p>直控型可调节负荷应将电气模拟量、状态量、向上/下调电力与电量、向上/下调速率等运行状态信息实时传输至电力调度机构。电力调度机构可对直控型可调节负荷的调节能力进行调用测试。</p>	<p>根据实际情况调整。</p>

27	第六十条	直控型可调节负荷涉及的技术指导和管理工作范围包括但不限于：继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频等。 对于不满足下述条款要求，每条按当月申报最大调节容量×1小时的标准进行考核。	直控型可调节负荷涉及的技术指导和管理工作范围包括但不限于：继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频等。	根据实际情况调整。
28	附件2-1	二、AGC调节过程定义及相关要求 (五) 统计中明确ΔT火电、火储小于30秒、水电（含抽蓄）小于 20秒、新能源小于30秒、新型储能小于1秒 、直控型可调节负荷小于30秒的调节过程为随机波动，不纳入调节过程统计、考核与补偿。	二、AGC调节过程定义及相关要求 (五) 统计中明确ΔT火电、火储小于30秒、水电（含抽蓄）小于 15秒、风储光储和风光新能源小于10秒、新型储能小于3秒 、直控型可调节负荷小于30秒的调节过程为随机波动，不纳入调节过程统计、考核与补偿。	与调频市场保持一致。
29	附件2-1	二、AGC调节过程定义及相关要求	新增一条： (七) 若调频事件大于等于有效统计时间，但由于新指令未到原定目标值的，以结束时刻判定有效事件并计算相关性能系数，以及考核和补偿。	与调频市场保持一致。
30	附件2-1		将附件中“AGC性能系数计算”单列为第三部分	区分并网运行管理和辅助服务管理计算标准。对相关要求进一步细化完善。
31	附件2-2	直控型可调节负荷一次调频的人工死区控制在 ±0.033Hz 。	直控型可调节负荷一次调频的人工死区控制在 ±0.05Hz 。	根据实际情况调整。
32	附件2-2	二、一次调频性能评价指标 (四) 调节精度T指数 频差范围： 小扰动 $< \pm 0.06\text{Hz}$ 小扰动 $\geq \pm 0.06\text{Hz}$ 大扰动	二、一次调频性能评价指标 (四) 调节精度T指数 频差范围： 频差 $\leq \pm 0.06\text{Hz}$ 频差 $> \pm 0.06\text{Hz}$且$< \pm 0.08\text{Hz}$ 频差 $\geq \pm 0.08\text{Hz}$	规范表述，消除理解偏差。

33	附件 2-2	<p>二、一次调频性能评价指标 (四) 调节精度T指数 小扰动$< \pm 0.06\text{Hz}$ 新型储能: $K \leq 1.80$, T调节精度取1; $K > 1.80$, T调节精度取0 小扰动$\geq \pm 0.06\text{Hz}$ 火电、水电、新能源、直控型新型储能: $K \leq 1.50$, T调节精度取1; $K > 1.50$, T调节精度取0 直控型可调节负荷: $K \leq 1.80$, T调节精度取1; $K > 1.80$, T调节精度取0</p>	<p>二、一次调频性能评价指标 (四) 调节精度T指数 频差 $\leq \pm 0.06\text{Hz}$ 新型储能: $K \leq 1.50$, T调节精度取1; $K > 1.50$, T调节精度取0 频差 $> \pm 0.06\text{Hz}$且$< \pm 0.08\text{Hz}$ 火电、直控型新型储能: $K \leq 1.50$, T调节精度取1; $K > 1.50$, T调节精度取0 水电、新能源、直控型可调节负荷: $K \leq 1.8$, T调节精度取1; $K > 1.8$, T调节精度取0</p>	根据实际情况调整。
34	附件 2-2	<p>三、评价指标具体计算方法 (二) 一次调频理论贡献电量的算法 对应t时刻, 电网频率超出$50\text{Hz} \pm \Delta f_{sq}$ (调频人工死区) 的数值, 高频为正值 (新型储能充电), 低频为负值 (新型储能放电)。</p>	<p>三、评价指标具体计算方法 (二) 一次调频理论贡献电量的算法 对应t时刻, 电网频率超出$50\text{Hz} \pm \Delta f_{sq}$ (调频人工死区) 的数值, 高频为正值 (新型储能加大充电或减少放电), 低频为负值 (新型储能减少充电或加大放电)。</p>	规范表述, 消除理解偏差。