

国家能源局湖南监管办公室文件

湘监能市场〔2024〕55号

国家能源局湖南监管办公室关于印发《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》《湖南中小型企业并网运行管理实施细则》的通知

国网湖南省电力有限公司、湖南电力交易中心有限公司、各有关发电企业：

为推动构建新型电力系统，规范电力辅助服务和电力并网运行管理，进一步适应电网运行需求，根据《国家能源局关于印发〈电力并网运行管理规定〉的通知》（国能发监管规〔2021〕60号）、《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉的通知》（国能发监管规〔2021〕61号）要求，在《华中区域电力辅助服务管理实施细则》和《华中区域电力并网运行管理实施细则》

(华中监能市场〔2023〕129号)的基础上,我办组织编制了《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》和《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》(以下简称新版湖南“两个细则”),现予印发,请遵照执行。同时,明确以下具体事项:

一、请电力调度机构加强新版湖南“两个细则”宣贯培训,推进技术支持系统升级改造,进一步规范“两个细则”管理。

二、请各并网主体加强新版湖南“两个细则”学习研究,对于本次新增的考核要求,给予并网主体6个月的考核豁免期,自新版湖南“两个细则”发布之日起6个月后正式参与考核。

三、爬坡辅助服务补偿、抽水蓄能并网运行考核及辅助服务补偿暂仅开展统计监测,纳入考核补偿结算时间另行通知。

四、有关辅助服务项目实行市场化并正式结算运行后,不再执行相关“两个细则”考核与补偿。

五、各单位在执行中遇有问题,请及时向我办报告。

联系电话: 0731-85959974

附件: 1.湖南电力辅助服务管理实施细则

2.湖南电力并网运行管理实施细则

3.湖南中小型电厂并网运行管理实施细则

(此页无正文)

国家能源局湖南监管办公室

2024年9月10日

湖南电力辅助服务管理实施细则

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障湖南电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电网运行规则（试行）》《电力辅助服务管理办法》《国家能源局华中监管局关于印发〈华中区域电力辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域电力并网运行管理实施细则〉的通知》（华中监能市场〔2023〕129号）等有关法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空

气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的直控型可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 本细则适用于并入湖南电网运行的网省调直调电厂、10kV及以上电压等级风电、光伏发电、储能和直控型可调节负荷等并网主体电力辅助服务的提供、调用、考核、补偿、结算和监督管理等，非网省调直调的水电、火电（含燃煤、燃气、燃油、生物质、余热余压余气等）的运行管理详见《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》。

第四条 本细则适用于以下并网主体：

（一）发电侧并网主体：火电（燃煤、燃气、燃油、生物质电站等）、水力发电厂、抽水蓄能、风力发电场、光伏（含光热）电站、自备电厂等。

（二）新型储能：具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的独立电化学储能电站。压缩空气、飞轮、储氢、储热等独立新型储能电站参照执行。纳入本细则管理的独立新型储能容量不低于4MW/4MWh。

以配建形式存在的新型储能项目，在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求的情况下，鼓励与所配建

的其他类型电源联合并视为一个整体，参与电力市场。也可通过技术改造满足同等技术条件和安全标准时，选择转为独立储能项目。

（三）负荷侧并网主体：传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的直控型可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于 5MW，向上或向下调节能力不低于 5MW，持续时间不低于 1 小时。电力用户仅提供辅助服务，暂不参与费用分摊，后续按照国家政策适时逐步纳入。

第五条 新建并网主体应按照《电网运行规则（试行）》《电网运行准则》等要求接入电网，并完成以下工作之后开展辅助服务管理：

（一）火力发电机组按《火电发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437）要求完成整套启动试运时纳入电力辅助服务管理。

（二）水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T35048）、抽蓄机组按照《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》

（GB/T18482）要求完成负荷连续运行时纳入辅助服务管理。

（三）风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T31997）、《光伏发电工程验收规范》

(GB/T50796)完成工程验收,第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入电力辅助服务管理。

(四)独立新型储能按照《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》(DL/T2246.1~2246.9)、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》(DL/T2313)要求完成接入电网且具备结算条件之后纳入电力辅助服务管理。

(五)直控型可调节负荷按照《可调节负荷并网运行与控制技术规范》(DL/T 2473.1~2473.13)要求完成接入电网且具备结算条件后纳入电力辅助服务管理。

(六)其他发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入辅助服务管理。

(七)发电机组和独立新型储能自并网发电之日起参与辅助服务费用分摊。

第六条 已通过市场化交易的电力辅助服务品种,根据市场交易规则进行清算、结算,相关辅助服务品种不再按照本细则进行重复补偿。未通过市场机制实现补偿的电力辅助服务品种,按本细则进行补偿。

第七条 国家能源局湖南监管办公室(简称湖南能源监管办)依法对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况进行监管。电力调度机构按照调度管辖范围开展辅助服务管理工作;电力交易机构负责出具结算依

据；电网企业负责辅助服务费用结算。

第二章 定义与分类

第八条 并网主体提供的辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第九条 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，并网主体必须提供的辅助服务。包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节等。

（一）基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和独立新型储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务中，一次调频实际动作积分电量不在规定动作积分电量要求范围内的事件部分。

（二）基本调峰是指发电机组在规定的最小技术出力到额定容量范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划地、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。

常规燃煤机组和在非供热期的热电联产机组的基本调峰能力为其额定容量的 50%，燃气机组（以下简称燃机）基本调峰能力为其额定容量（燃气+汽轮机）的 100%，水电机组、生物质、综合利用机组以及在供热期间的热电联产机组按实际能力提供基本调峰。为确保电网安全，抽水蓄能机组、新能源应参

与系统调峰。

（三）基本无功调节是指发电机组发电工况时，在迟相功率因数（其中火电、燃机一般为 0.85-1.0，水电一般为 0.9-1.0，风电一般为 0.9-1.0，光伏一般为 0.9-1.0，独立新型储能一般为 0.8）范围内向电力系统注入无功功率，或在进相功率因数（其中火电、燃机一般为 0.97-1.0，水电一般为 0.97-1.0，风电一般为 0.95-1.0，光伏一般为 0.95-1.0，独立新型储能一般为 0.97-1.0）范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第十条 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等。

（一）有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动快速反应、新能源和独立新型储能等并网主体通过快速频率响应，短时间内快速改变出力，减少频率偏差或满足电力系统频率安全要求的服务中，一次调频实际动作积分电量在规定动作积分电量要求范围内的事件部分。

（二）二次调频是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，

以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。

自动发电控制（AGC）是指并网主体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。

自动功率控制（APC）是指采用信息通信和自动控制技术，通过调度侧向分布式电源、直控型可调节负荷下达实时调节指令，实现对电网调控范围内的发电机、直控型可调节负荷等源网荷储各环节调节资源有功的目标负荷计算和自动跟踪调节，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

（三）有偿调峰是指在负荷低谷或调峰困难时段，发电侧并网主体超过基本调峰范围进行深度调峰、按电力调度指令要求启停机（炉）进行调峰；独立新型储能处于充电状态进行调峰；负荷侧并网主体上调用电功率，增加用电所提供的服务。在负荷高峰或顶峰困难时段，发电侧并网主体达到额定出力、按电力调度指令紧急启机进行顶峰；负荷侧并网主体下调用电功率，减少用电所提供的服务。

（四）旋转备用是指为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

（五）有偿无功调节是指并网主体在进相功率因数低于额定值（其中火电、燃机、水电、独立新型储能为 0.97，风电、

光伏为 0.95) 的情况下从电力系统吸收无功功率或迟相功率因数低于额定值 (其中火电、燃机为 0.85, 水电、光伏、风电为 0.9, 独立新型储能为 0.8) 的情况下向电力系统发出无功功率, 以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出或从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

(六) 自动电压控制 (AVC) 是指在自动装置的作用下, 发电侧并网主体、独立新型储能的无功出力根据电力调度指令进行自闭环调整, 使电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) 服务仅指发电侧并网主体、独立新型储能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。

(七) 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侧并网主体、独立新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

(八) 转动惯量是指在系统经受扰动时, 并网主体根据自身惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼, 阻止系统频率突变所提供的服务。

(九) 爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化, 具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力, 以维持系统功率平衡所提供的

服务。

（十）稳定切机服务是指电力系统发生故障时，稳控装置正确动作后，发电侧并网主体自动与电网解列所提供的服务。

（十一）稳定切负荷服务是指电网发生故障时，安全自动装置正确动作切除部分用户负荷，用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

第三章 提供与调用

第十一条 并网主体有义务提供辅助服务，且履行以下事项：

（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）负责设备运行与维护，确保具备提供符合规定标准要求辅助服务的能力。

（三）根据电力调度指令要求提供辅助服务。

（四）执行辅助服务考核和补偿。

（五）配合完成参数校核工作。

第十二条 辅助服务遵循“按需调用”的原则，电力调度机构根据电网运行需要和并网主体调节性能，合理调用辅助服务。

第十三条 电力调度机构调用并网主体辅助服务时，应履行以下义务：

（一）根据电网情况、安全导则、调度规程，遵循“按需调度”和“三公”原则，组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务。

（二）根据相关技术标准和管理办法对辅助服务补偿、考核情况进行记录和统计。

（三）定期公布辅助服务调用、考核及补偿详细情况。

（四）及时答复并网主体的问询。

（五）定期对辅助服务的有关情况进行统计分析并报送湖南能源监管办。

（六）按湖南能源监管办的要求报送其他相关情况。

第四章 考核与补偿

第十四条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网主体因自身原因造成基本辅助服务达不到规定标准需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网主体因自身原因造成辅助服务不能被调用或达不到指定要求时，需接受考核。具体考核办法见《湖南电力并网运行管理实施细则》。

第十五条 自动发电控制（AGC）服务补偿

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，对其贡献量进行补偿。自动发电控制（AGC）

投其他控制模式的，不对其调节电量进行补偿。

$$C_{\text{补偿费用}} = \begin{cases} \text{abs}(\Delta P) \times k \times 6 \text{元} / \text{MW}; & (2 \geq k \geq 0.9 \text{或} k < 0) \\ 0; & (0 \leq k < 0.9) \end{cases}$$

其中， ΔP (MW) 为单次有效调节过程调节幅度，调节过程“综合性能指标 k ”定义见《湖南电力并网运行管理实施细则》。

第十六条 自动功率控制 (APC) 服务补偿

(一) APC 投调频控制模式时，直控型可调节负荷参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节 (ACE) 的，对其贡献量进行补偿。APC 补偿费用=APC 实际调节里程 (MW) \times 6 (元/MW)。其中，APC 实际调节里程为直控型可调节负荷根据 APC 调度指令要求比基准功率增加、减少有功功率对应的里程绝对值之和。

(二) 直控型可调节负荷的标准调节速率不应低于最大调节能力的 1%/min；直控型可调节负荷资源的标准响应时间应不高于 60s；直控型可调节负荷资源的标准调节精度应不高于最大调节能力的 2%；直控型可调节负荷在参与调控业务期间的 APC 月可用率应不低于 95%，APC 月投入率不应低于 95%（调度允许退出时段不统计）。以上四项性能指标都满足时，APC 合格率为 100%；任意一个标准不满足时，视为调节性能不合格，该时段对应的 APC 补偿为零。

调节速率、响应时间、调节精度性能指标的计算及统计方

法参见《湖南电力并网运行管理实施细则》AGC 相关条款执行。

第十七条 有偿一次调频补偿

有偿一次调频补偿包含小扰动补偿、大扰动补偿和模拟扰动补偿，其中电网最大频率偏差 $|\Delta f| < 0.08\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大频率偏差 $|\Delta f| \geq 0.08\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 $0.08\text{Hz} \sim 0.183\text{Hz}$ 。在当月频率性能调节合格事件中，对一次调频贡献率满足要求的发电侧并网主体、独立新型储能、直控型可调节负荷（最大可调容量 5MW 及以上）进行补偿。

（一）小扰动补偿

对满足小扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$C_{\text{补偿}} = \sum^s M \times (P_n \times C) \times 200 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

若 $|\Delta f| < 0.06\text{Hz}$

$$M = \begin{cases} 0; & Q_{\text{合格率}} < 75\% \text{ 或 } K_{i0} > 1.3 \\ 1; & Q_{\text{合格率}} \geq 75\% \text{ 且 } K_{i0} \leq 1.3 \end{cases}$$

若 $|\Delta f| \geq 0.06\text{Hz}$

$$M = \begin{cases} 0; & Q_{\text{合格率}} < 75\% \text{ 或 } K_{i0} > 1.0 \\ 1; & Q_{\text{合格率}} \geq 75\% \text{ 且 } K_{i0} \leq 1.0 \end{cases}$$

P_n 为并网主体额定容量（MW）、 C 为0.1小时、 K_{i0} 为每

次小扰动合格事件贡献率，S 为 M 等于 1 的累计总数。根据湖南电网运行特性，S 每月暂定不大于 50。

（二）大扰动补偿

对满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$C_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i1} (\text{MWh}) \times 1000 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

$$M = \begin{cases} 0; & K_{i1} > 1.0 \\ 1; & K_{i1} \leq 1.0 \end{cases}$$

K_{i1} 为每次大扰动合格事件贡献率、 H_{i1} 为并网主体每次大扰动合格事件的调频实际贡献电量。

（三）模拟扰动补偿

对模拟测试结果满足大扰动性能指标要求的并网主体给予补偿，补偿标准如下：

$$C_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i2} (\text{MWh}) \times 450 \text{元} / \text{MWh}$$

式中：

$$M = \begin{cases} 0; & K_{i2} > 1.0 \\ 1; & K_{i2} \leq 1.0 \end{cases}$$

K_{i2} 为每次模拟扰动合格事件贡献率、 H_{i2} 为并网主体每次模拟扰动合格事件的调频实际贡献电量。

“小扰动”、“大扰动”、“模拟扰动”、“一次调频贡献率 K”、“一次调频月度合格率 $Q_{\text{合格率}}$ ”、“ P_n ”定义见《湖南电力并网运行

管理实施细则》。

第十八条 有偿调峰补偿

当预计全网负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网燃煤机组降至有偿调峰基准值以下或者停机时，启动调峰补偿。

（一）燃煤机组深度调峰补偿

常规燃煤发电机组出力低于基本调峰下限的，按低于基本调峰下限少发电量给予补偿。

燃煤发电机组经第三方有资质的单位依据《燃煤机组锅炉深度调峰能力评估试验导则》（DL/T 2497）核实确不满足相关深调能力评估要求或因机组设备问题造成实际出力低于基本调峰下限，不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

深度调峰补偿费用：

$$C_{\text{深度调峰}} = H_1 \times W_{\text{深度调峰}} \times R_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{深度调峰}}$ 为调峰深度贡献电量， $R_{\text{调峰}}$ 为深度调峰电量补偿价格， H_1 为燃煤机组深度调峰补偿系数。

深度调峰贡献电量：

$$W_{\text{深度调峰}} = |P_{\min} - P_{\text{实际}}| \times 5 / 60 \quad (MWh)$$

式中： P_{\min} 为机组基本调峰能力确定的机组最小技术出力， $P_{\text{实际}}$ 为机组实际出力。

深度调峰电量补偿价格：

负荷率	R 调峰
45%≤负荷率 < 50%	150
40%≤负荷率 < 45%	200
35%≤负荷率 < 40%	300
30%≤负荷率 < 35%	350
负荷率 < 30%	400

（二）启停调峰补偿

1.燃煤机组在 24 小时内因系统调峰需求，电力调度机构要求同燃煤电厂同容量机组启停一次，计为一次启停调峰，水电机组无补偿。

补偿标准如下：

单机容量≤100MW： $C_{\text{启停}}=P_n \times 800$ 元/MW

单机容量 > 100MW： $C_{\text{启停}}=P_n \times 1400$ 元/MW

2.燃气机组在 24 小时内因系统调峰需求，在启动燃煤机组深度调峰后，电力调度机构要求同一台燃气机组启停一次，计为一次启停调峰。补偿标准如下：

$$C_{\text{启停}}=P_n \times 200 \text{ 元/MW}$$

式中： P_n 为机组额定容量。

启停调峰机组按指令停机后，因电网安全稳定运行等需要未安排在 24 小时内开机，其启停调峰补偿费减半执行。

（三）生物质电站调峰补偿

电力调度机构依据生物质电站出具的有资质的试验单位现场测试出的 S_C 值及 S_Z 值确定生物质电站的调峰区间，其中 S_C 为机组不投助燃燃料且满足环保要求的最低出力， S_Z 为机组投助燃燃料且满足环保要求的最低出力。

生物质电站根据电力调度机构指令参与调峰，对系统优化运行做出的贡献每 5 分钟可按以下标准获得补偿：

运行调峰补偿费用：

$$C_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times R_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{运行调峰}}$ 为运行调峰贡献电量， $R_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格。

运行调峰贡献电量：

$$W_{\text{运行调峰}} = P_{\text{max}} \times T - W_{\text{实际}}$$

式中： P_{max} 为当日用电负荷高峰时段生物质电站平均出力（MW）， T 为调峰参与的时长（单位为小时）， $W_{\text{实际}}$ 为调峰参与时段内的实际电量（MWh）。

调峰电量补偿价格：

$$R_{\text{调峰}} = \begin{cases} (1 - \frac{S_C}{P_N}) \times 300 \text{ 元 / MW h}, & S_C \leq P_{\text{实际}} < P_{\text{max}} \\ (1 - \frac{S_Z}{P_N}) \times 600 \text{ 元 / MW h}, & S_Z \leq P_{\text{实际}} < S_C \end{cases}$$

式中： P_N 为机组额定容量（MW）。

如因机组设备问题造成实际出力降低，不予补偿。

（四）独立新型储能调峰补偿

电力调度机构结合系统调峰需要调用，下达调度计划（含调度指令）要求独立新型储能电站进入充电状态时，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 $H_2 \times 300$ （元/兆瓦时）。 H_2 为独立新型储能参与调峰补偿系数。

相关电能量市场规则或调峰辅助服务市场规则对独立新型储能电站参与调峰辅助服务及其调用顺序、标准另有规定的，从其规定。

（五）直控型可调节负荷调峰补偿

在调峰困难时段，对直控型可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，上调用电功率，增加用电量进行填谷进行补偿。在负荷高峰时段或者电力供应紧张时段，对直控型可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，下调用电功率，减少用电量进行削峰进行补偿。现货市场运行期间，直控型可调节负荷已参与现货市场不予补偿。当地需求侧响应政策已经给予补偿的，不重复补偿。

1.按 15 分钟为一个时段计算直控型可调节负荷的填谷辅助服务费用，t 时刻填谷辅助服务费用 $C_{t, \text{填谷费用}}$ 的计算公式为：

$$C_{t, \text{填谷费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划功率}}, P_{t, \text{实际功率}} - P_{t, \text{基准功率}}) \times \frac{1}{4} h \times m_1 \times 450 \text{元} / MWh$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$ 为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$ 为实际功率，其差值即为实

际调节容量，若实际调节容量小于零，按零处理； m_1 为填谷补偿力度调节系数。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 70%，视为无效调节，对应时段费用不予以结算，且交易时段内实际用电量低于调控目标电量部分视作分摊电量，承担常规能源分摊义务；若实际调节容量位于计划调节功率的 70%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 30%，对应时段费用予以结算。

2.按 15 分钟为一个时段计算直控型可调节负荷的削峰辅助服务费用 $C_{t, \text{削峰费用}}$ ，计算公式为：

$$C_{t, \text{削峰费用}} = \min(1.3 \times P_{t, \text{计划功率}}, P_{t, \text{基准功率}} - P_{t, \text{实际功率}}) \times \frac{1}{4} h \times m_2 \times 450 \text{元} / MWh$$

其中， $P_{t, \text{基准功率}}$ 为基准功率， $P_{t, \text{实际功率}}$ 为实际功率，其差值即为实际调节容量，若实际调节容量小于零，按零处理； m_2 为削峰补偿力度调节系数。

若实际调节容量未达到计划调节功率的 70%，视为无效响应，对应时段费用不予以结算，且交易时段内实际用电量高于调控目标电量部分视作分摊电量，承担常规能源分摊义务；若实际调节容量位于计划调节功率的 70%至 130%之间，实际调节容量全部计入有效调节容量，对应时段费用予以结算；若实际

调节容量高于计划调节功率的 130%，有效调节容量计为计划调节功率的 130%，对应时段费用予以结算

第十九条 旋转备用补偿

电力调度机构应根据国家、行业标准和监管要求健全完善备用管理制度，科学、合理、精细安排旋转备用容量，按月明确并公布系统备用安排情况。

在负荷高峰时段，对燃煤机组以及承担系统备用的水电机组所提供的旋转备用予以补偿。负荷高峰时段由电力调度机构确定并报湖南能源监管办备案。不能提供旋转备用的机组，如径流式水电机组、新能源（风电、光伏等）机组，不予补偿。由于电厂原因无法按调度需要达到申报的最高可调出力，或未在日前申报可调出力时，当日旋转备用容量不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

补偿费用：

$$C_{\text{旋备}} = W_{\text{旋备}} \times R_{\text{旋备}}$$

式中： $W_{\text{旋备}}$ 为旋转备用贡献量； $R_{\text{旋备}}$ 为旋转备用补偿价格，燃煤机组 15 元/兆瓦时，水电机组 10 元/兆瓦时。

旋转备用贡献量：

$$W_{\text{旋备}} = \begin{cases} (P_{\text{max}} - P_{\text{实际}}) \times 5 / 60 (MW \cdot h); & P_{\text{max}} > P_{\text{实际}}; \\ 0; & P_{\text{max}} \leq P_{\text{实际}}。 \end{cases}$$

式中： P_{max} 为运行机组日前申报的最大发电能力， $P_{\text{实际}}$ 为机

组实际出力。

以日最高用电负荷预测值的 5% 作为当日系统旋转备用补偿容量上限。

第二十条 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，并网主体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，对发电侧并网主体比迟相功率因数（其中火电、燃机为 0.85，水电、光伏、风电为 0.9，独立新型储能为 0.8）多发出的无功电量或比进相功率因数（其中火电、燃机、水电、独立新型储能为 0.97，风电、光伏为 0.95）多吸收的无功电量进行补偿，补偿价格为 50 元/MVarh。

若机组进相运行时功率因数超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值，不予补偿。

有偿无功电量每 5 分钟按以下规则计算：

无功增量 = | 实际运行无功出力 | - | 要求功率因数的无功出力 |

$$\text{要求功率因数的无功出力} = P_{\text{实际}} \times \frac{\sqrt{1 - (\cos \Phi)^2}}{\cos \Phi}$$

其中， $\cos \Phi$ 为要求功率因数。

提供有偿无功电量 (MVarh) = 无功增量 × 5/60

(三) 非电网投资的调相机 (含改造为调相机的发电机组) 在调相工况运行所提供的有偿无功服务, 按调相容量及调相运行时间补偿。

调相容量: 核定无功运行最大容量

$$C_{\text{补偿费用}} = Y_{\text{调相}} \times Q_n \times t_{\text{调相}} \times H_3$$

式中, Q_n 为机组调相容量, 单位为 MVar; $t_{\text{调相}}$ 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, 暂取 20 元/MVarh, H_3 为调相机有偿无功服务补偿系数。

第二十一条 装设 AVC 装置的机组 AVC 投运率在 98% 以上、AVC 调节合格率在 95% 以上的, 按机组容量和投用时间进行补偿, 低于上述指标的不进行补偿:

$$C = (\lambda_{\text{调节}} - 95\%) \times P_n \times Y_{\text{AVC}} \times T_{\text{AVC}} / (100\% - 98\%)$$

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/兆瓦时; T_{AVC} 为机组 AVC 投用时间, 单位为小时。

第二十二条 电力调度机构应根据系统安全需要, 合理确定黑启动的并网主体, 并与黑启动并网主体所在发电企业签订黑启动服务合同, 合同中应明确机组黑启动技术性能指标。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本和人员培训成本等给予补偿。水电机组暂定按 3 万元/

月·台，其他常规机组暂定按 10 万元/月·台补偿；黑启动成功后的并网主体获得 100 万元/台的调用补偿费用。

第二十三条 稳定切机服务补偿

为保障电网安全稳定运行需求，依据《电力系统安全稳定导则》(GB 38755)相关要求，发电侧并网主体完成稳定切机功能试验并按照电力调度机构要求投入跳闸运行。若用于提高发电侧并网主体自身升压变送出线路或经调度部门确认稳定切机提升电厂相关断面送电能力的，则不予补偿。

根据具备稳定切机功能时间、影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下（按次数进行补偿）：

$$C = \sum_{i=1}^n (H_4 \times P_n \times t \times Y_{\text{稳定切机补偿标准}})$$

式中，C 为补偿费用； P_n 为并网主体额定容量；t 为稳定切机影响时间； $Y_{\text{稳定切机补偿标准}}$ 为每台稳定切机影响电量补偿标准，取 300 元/兆瓦时， H_4 为稳定切机补偿系数。

第二十四条 转动惯量补偿

当湖南电网非同步电源渗透率 > 40% 时，对水电、火电、同步调相机给予转动惯量补偿；其他类型并网主体暂不纳入转动惯量补偿。

（一）根据水电、火电的转动惯量、补偿时间等给予补偿，补偿计算公式如下：

$$J = \frac{10^6 \times P_n \times T_J}{(2\pi f)^2}$$

$$C_{\text{补偿}} = M \times J \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

式中：

J 为水电、火电的转动惯量 (kg m^2)， P_n 为机组额定容量 (MW)， T_J 为机组的惯性时间常数 (s)， f 为机组同步发电机频率 (Hz)； $Y_{\text{转动惯量补偿}}$ 为转动惯量补偿标准，取 1 元/ kg m^2 ； $t_{\text{补偿时间}}$ 为当月机组并网时间 (小时)； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月时间 (小时)。

当月相关并网主体一次调频合格率不小于 75%， M 取 1，反之 M 取 0。若当月无有效调频事件，按历史一次调频合格率依次追溯。

(二) 根据同步调相机的额定容量、补偿时间等给予转动惯量补偿，补偿计算公式如下：

$$C_{\text{补偿}} = S_n \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times (t_{\text{补偿时间}} / t_{\text{月度时间}})$$

式中：

S_n 为同步调相机额定容量 (Mvar)； $Y_{\text{转动惯量补偿}}$ 为转动惯量补偿标准，取 100 元/Mvar； $t_{\text{补偿时间}}$ 为并网时间 (小时)； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月时间 (小时)。

第二十五条 爬坡补偿

电力调度机构应根据系统安全需要，合理确定爬坡并网主体。满足爬坡性能指标要求的并网主体参与爬坡辅助服务可获

得爬坡辅助服务补偿费用。

具备向上或者向下爬坡能力的并网主体，按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿计算公式如下：

$$C = \sum_{i=1}^n (M_i \times t \times Y_{\text{爬坡预备补偿}} + M_i \times Y_{\text{爬坡补偿}} \times B)$$

式中，C 为补偿费用； M_i 为第 i 次并网主体实际爬坡里程；t 为爬坡预备时间，取 0.5 小时； $Y_{\text{爬坡预备补偿}}$ 为爬坡预备补偿标准，取 35 元/兆瓦时； $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准，取 15 元/MW；n 为爬坡次数；爬坡速率及精度满足要求，B 取 1，反之取 0。

第五章 计量与结算

第二十六条 并网主体必须接受调度主站监视和控制，提供的辅助服务技术参数须经有资质试验单位校验确认。

第二十七条 辅助服务统计数据包括电能量计量采集装置数据、电力调度自动化系统记录的发电负荷指令和省（市）间联络线交换功率指令、实际有功（无功）出力，日发电计划曲线（含修改）、省（市）间联络线交换功率曲线、电网频率、电压曲线等。

第二十八条 辅助服务补偿费用按月统计结算，在湖南省电网企业单独记账，实行专项管理。地县级电力调度机构调度

管辖范围统计计算结果纳入相应省级电力调度机构调度管辖范围，费用在全省平衡。

第二十九条 按照国家相关政策适时、有序地推进国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送端发电机组按照同一标准和要求参与电力辅助服务管理。跨省跨区电力辅助服务费用随跨省跨区电能量交易电费一起结算，相关电网企业应按时足额结算。

第三十条 为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊。

具体为：湖南电力现货市场实现连续运行前，辅助服务费用由发电侧并网主体共同承担；湖南电力现货市场实现连续运行后，辅助服务费用分摊机制按照国家有关规定执行。

（一）发电侧并网主体按照上网电量比例分摊，独立新型储能、抽水蓄能暂不参与分摊。

（二）用户侧并网主体按照下网电量比例分摊，市场化用户（含电网企业代理购电用户）为当月用电结算电量，独立新型储能、抽水蓄能暂不参与分摊。负荷聚合商、虚拟电厂等直控型可调节负荷由其对应的电力用户承担分摊责任，不重复分

摊。

(三) 与湖南电网有购售电合同关系的发电侧并网主体为其在湖南电网当月落地电量。

第三十一条 新建发电机组和独立新型储能调试运行期辅助服务费用分摊按照有关规定执行。

第三十二条 并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂辅助服务补偿费用减去当月该并网主体辅助服务分摊费用。并网主体有偿辅助服务结算费用由电网企业根据结算关系，与并网主体月度电费一并结清。

第六章 信息披露

第三十三条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核/补偿/分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第三十四条 峰、腰、谷时段划分以及调峰困难、供应紧张时段由电力调度机构根据有关规定和湖南发用电特性确定和调整，在技术支持系统上发布，并报送湖南能源监管办。

第三十五条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和补偿结果，开放数据接口。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善信息披露标准格式及相关明

细表格模板，报湖南能源监管办审定后实施。

第三十六条 每日 17:30 前，电力调度机构应向所有并网主体披露前一日各并网主体各项辅助服务管理信息。每月 10 个工作日内，电力调度机构应向所有并网主体披露上月各并网主体辅助服务管理初步结果，包括管辖范围内所有机组运行情况、所有并网主体分辅助服务品种的电量/容量、补偿费用、分摊比例、分摊费用等，并提供相关数据供计算核对。每台机组的相关信息均应向所有并网主体公示，确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第三十七条 并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体询问的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。因复核或者豁免考核原因，导致公示结果确需调整的，相关结果应重新公示 3 日，并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。

电力调度机构会同电力交易机构于每月 20 日前汇总补偿和分摊等公示内容，报湖南能源监管办。无异议后，由电力调度机构执行，由电力交易机构出具结算依据。

每月 25 日前，电力调度机构应向并网主体发布上月电力辅助服务管理情况，同时抄送地方政府有关部门。

第七章 监督与管理

第三十八条 湖南能源监管办负责电力辅助服务的监督与管理，监管本细则及相关辅助服务市场规则的实施，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。并网主体可通过 12398 监管热线、微信公众号、APP 和电子邮箱等多种形式向湖南能源监管办反馈问题和线索。

第三十九条 电力调度机构应按照湖南能源监管办有关要求，将电力辅助服务管理技术支持系统向湖南能源监管办开放，或开放数据接口将电力辅助服务管理技术支持系统接入监管信息系统。

第四十条 并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向湖南能源监管办提出申诉，由湖南能源监管办依法依规进行处理。经湖南能源监管办组织认定后，相关费用在后续月份予以多退少补。原则上申诉有效期不超过 12 个月。

第四十一条 每月 25 日前，电力调度机构应向湖南能源监管办报送上月电力辅助服务管理情况。新建发电机组和独立新型储能调试运行情况及调试运行期辅助服务费用使用情况应与月度辅助服务结算情况一并报送。

第四十二条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按相关规定如实公开有关信息。

第四十三条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主

体辅助服务管理，不得擅自调整算法和参数，不得对本细则未规定的事项进行减免考核，确保数据真实、准确和及时，应保存辅助服务管理数据至少两年。

第四十四条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，向湖南能源监管办提交相关分析报告或规则调整建议。湖南能源监管办根据有关建议和实际情况需要及时完善和调整有关条款及考核、补偿标准。有关国家、行业标准更新修编的，参照最新标准执行。

第四十五条 电力企业违反本细则相关规定的，由湖南能源监管办责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十一条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

第四十六条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由湖南能源监管办责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十四条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

（一）拒绝或者阻碍湖南能源监管办从事电力辅助服务监管工作的人员依法履行监管职责的。

（二）提供虚假或者隐瞒重要事实的电力辅助服务管理信息的。

（三）违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第八章 附则

第四十七条 本细则由湖南能源监管办负责解释。

第四十八条 本细则自印发之日起执行。《关于修订增补“两个细则”有关条款的通知》（湘监能市场〔2017〕50号）、《湖南电网风电场、光伏电站并网运行管理实施细则》（湘监能市场〔2022〕16号）及其相关补充规定同时废止。

附表 1-1

电力辅助服务参数表

序号	参数指标	系数	取值
1	燃煤机组深度调峰补偿系数	H_1	1
2	新型储能参与调峰补偿系数	H_2	1
3	调相机有偿无功服务补偿系数	H_3	1
4	稳定切机补偿系数	H_4	1
5	填谷补偿力度调节系数	m_1	1
6	削峰补偿力度调节系数	m_2	1

湖南电力并网运行管理实施细则

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障湖南电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，进一步促进源网荷储协调发展，维护社会公共利益和电力投资者、经营者、使用者的合法权益，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》《国家能源局华中监管局关于印发〈华中区域电力辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域电力并网运行管理实施细则〉的通知》（华中监能市场〔2023〕129号）等法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

第二条 本细则适用于并入湖南电网运行的网省调直调电厂、10kV及以上电压等级风电、光伏、储能和直控型可调节负荷等并网主体并网运行的考核、结算和监督管理等，非网省调直调的水电、火电（含燃煤、燃气、燃油、生物质、余热余压余

气等) 公用及自备发电厂或机组的运行管理详见《湖南中小型电厂并网运行管理实施细则》。

第三条 本细则适用于以下并网主体:

(一) 发电侧并网主体: 火电(燃煤、燃气、燃油、生物质电站等)、水力发电厂、抽水蓄能、风力发电场、光伏(含光热)电站、自备电厂等。

(二) 新型储能: 纳入电力调度机构调度管辖范围, 可被电网监控和调度, 符合相关标准规范的电化学储能电站。压缩空气、飞轮等新型储能电站参照执行。

(三) 负荷侧并网主体: 传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的直控型可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合)。

纳入本细则管理的直控型可调节负荷容量不低于 5MW, 向上或向下调节能力不低于 5MW, 持续时间不低于 1 小时。

第四条 新建并网主体应按照《电网运行规则(试行)》《电网运行准则》(GB/T 31464) 等要求接入电网, 并完成以下相关工作之后开展并网运行考核管理:

(一) 火力发电机组按《火电发电建设工程启动试运及验收规程》(DL/T 5437) 要求完成整套启动试运行时纳入。

(二) 水力发电机组按《水电工程验收规程》(NB/T 35048)、抽蓄机组按照《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》(GB/T

18482) 要求完成负荷连续运行时纳入。

(三) 风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》(GB/T 31997)、《光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796) 完成工程验收, 第一台风机或逆变器并入电网时纳入。

(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。

(五) 直控型可调节负荷按照《可调节负荷并网运行与控制技术规范》(DL/T 2473.1 ~ 2473.13) 要求完成接入电网时纳入。

(六) 其他并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第五条 并网主体并网运行管理应遵循电力系统客观规律和建立社会主义市场经济体制的要求, 贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针, 实行“统一调度、分级管理”, 坚持“公开、公平、公正”的原则。

第六条 湖南能源监管办依法对并网主体并网运行管理及考核情况实施监管; 电力调度机构按照调度管辖范围具体实施并网主体的并网运行管理工作; 电力交易机构负责披露并网运

行考核返还结果，出具结算依据；电网企业负责并网运行管理费用结算。

第二章 并网运行管理

第一节 运行管理

第七条 电力调度机构应按其调度管辖范围负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调，按照有关规定组织制定电力调度管理规程和涉及电网运行的接口技术规范，并报湖南能源监管办备案后施行。并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，共同维护电力系统安全稳定运行。

第八条 并网主体应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照国家能源局和国家市场监督管理总局印发的《并网调度协议示范文本》《电化学储能电站并网调度协议示范文本（试行）》《新能源场站并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，按湖南能源监管办要求备案，无协议（合同）不得并网运行。双方达不成协议的，可向湖南能源监管办申请调解。

第九条 发电侧并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度通信、调度自动化、励磁系统及电力

系统稳定器（PSS）装置、调速系统和一次调频控制系统、二次调频、调压、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等，运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求，发现不满足相关要求的，每次按全厂额定容量×1小时的标准进行考核。有关运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合国家、行业等有关规定和具体要求，发现不满足相关要求的，每次按全厂额定容量×1小时的标准进行考核。

新型储能和直控型可调节负荷的运行管理应满足国家法律法规、国家和行业标准及电网稳定性要求，发现不满足相关要求的，每次按额定容量（最大可调节容量）×1小时的标准进行考核。新型储能和直控型可调节负荷应确保涉网一、二次设备满足电力系统安全稳定运行及有关国家、行业标准的有关要求，发现不满足相关要求的，每次按额定容量（最大可调节容量）×1小时的标准进行考核。

第十条 电力调度机构针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施；并网主体应落实电力调度机构制定的反事故措施。对并网主体一、二次设备中存在影响电力系统安全运行的问题，并网主体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。对于未按期完成整改的并网

主体，每次按全厂额定容量×1小时计为考核电量；造成事故事件后果的，每次按全厂额定容量×3小时计为考核电量。当发生电力安全事故（事件）时，在未获得电力调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第十一条 电力调度机构应制定防止电网大面积停电事故预案，合理设置黑启动电源，制定黑启动方案，还应针对电网方式变化和特点组织电网联合反事故演习和实施必要的黑启动试验。并网主体要按照所在电网防止大面积停电事故预案的统一部署，积极配合落实事故处理预案；要制定可靠完善的保厂用电措施、全厂停电事故处理预案和内部黑启动方案，报电力调度机构备案；并根据电力调度机构的要求参加电网联合反事故演习。对于未按期制定事故处理预案的并网主体，每逾期一天，按额定容量×1小时计为考核电量，月累计考核电量不超过并网主体当月上网电量的1%；对于无故不参加电网联合反事故演习的并网主体，按额定容量×2小时计为考核电量。

第十二条 电力调度机构确定为黑启动的并网主体，因并网主体自身原因不能提供黑启动时（不含计划检修），应及时向电力调度机构汇报，无法提供黑启动服务期间，按每小时1MWh计为考核电量，最大考核费用不超过该并网主体年度黑启动辅助服务补偿费用的2倍。

电力调度机构检查发现并网主体不具备黑启动能力且隐瞒

不报的，无法提供黑启动服务期间，相应月度不予以补偿并按每小时 2MWh 计为考核电量，直至机组具备黑启动能力。

电力调度机构对提供黑启动的并网主体每年做一次黑启动测试试验。指定提供黑启动的机组在被调用时（含测试试验），无法达到合同约定的技术标准，当年不予以补偿，退回本年获得的全部黑启动辅助服务补偿费用，并按该并网主体 24 个月的黑启动辅助服务补偿费用予以考核。

第十三条 电力调度机构确定为能够提供稳定切机服务的相关并网主体，因并网主体原因不能提供切机服务时（不含计划检修），并网主体应及时向电力调度机构汇报，无法提供切机服务期间，按每小时 1MWh 计为考核电量。

第十四条 并网主体发生事故，继电保护或安全自动装置动作后，并网主体应积极配合，并提供所需的保护及安控装置动作报告、故障录波数据、事故时运行状态和有关数据资料。不能在 2 小时内向电力调度机构报告并提供完整的保护动作报告等相关数据而影响电网事故处理的，每次按额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。并网主体拒绝配合，或者提供虚假材料、隐瞒保护误动、拒动事实的，按额定容量（机组之间通过母线和联变实现电气连接为一个并网主体） $\times 2$ 小时计为考核电量。

第十五条 并网主体运行应严格服从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主体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。

（一）发电侧并网主体出现下列情况之一者，每次视情节计算考核电量（单次考核电量不超过 1000MWh），并报湖南能源监管办备案。

1.不执行或无故拖延执行调度指令，按全厂额定容量 $\times 1.5$ 小时计为考核电量。

2.在调度管辖设备上发生误操作事故，未在 2 小时内向电力调度机构汇报事故经过或谎报，按全厂额定容量 $\times 1.5$ 小时计为考核电量。

3.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和一次调频控制系统、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、SVG、相量测量装置（PMU）、继电保护装置、安全防护设备等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外），按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

4.风电场、光伏电站因频率、电压、电流等电气保护及继电保护或安全自动装置动作等导致解列的风电机组或光伏逆变

器，不得擅自启动并网，未经电力调度机构值班调度员同意擅自并网的，每次按照全场（站）额定容量 $\times 5$ 小时计为考核电量。

5.光伏电站、风电场集电线系统故障应能快速切除，不符合要求的，每次按全场（站）额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

6.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），按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

7.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况，按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

8.未如实向电力调度机构反映设备运行状态或运行信息，按全厂额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

（二）新型储能出现下列情况之一者，按以下标准进行考核。

1.不执行或无故拖延执行调度指令，每次按额定容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

2.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况，每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时的标准进行考核。

3.未如实向电力调度机构反映一、二次设备运行情况或向电力调度机构错误传送设备实时信息，每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时的标准进行考核；未如实向电力调度机构传送设备充放电状态、实时存储能力等信息，每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时的标准进行考

核；导致延误处理的，每次按额定容量×0.5小时的标准进行考核。

4.未经电力调度机构允许，擅自操作调度管辖的一、二次设备，擅自改变一、二次设备运行状态或参数，每次按额定容量×0.5小时的标准进行考核。

5.在调度管辖设备上发生误操作，未造成后果且未在2小时内向电力调度机构汇报事故经过或谎报的，每次按额定容量×1小时的标准进行考核；造成后果的，每次按额定容量×5小时的标准进行考核。

6.其他依据有关法律法规及规程规定认定属于违反调度纪律的事项，未造成后果的，每次按额定容量×1小时的标准进行考核；造成后果的，每次按额定容量×5小时的标准进行考核。

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计划曲线应提前15分钟通知并网主体（紧急情况除外）。

电力调度机构对日发电计划曲线考核按照正常运行时期和重点保供时期（每年的1、7、8、12月及其他重要保电时期）分别进行考核，其中重点保供时期进行双倍考核。其他重要保电时期报地方政府有关部门明确，并应提前向湖南能源监管办备案和向并网主体公示（下同）。

计划曲线考核取每5分钟整点值计算。

(一) 频率正常时

1. 水电、火电

在频率高于 49.90Hz 且低于 50.10Hz 的情况下，如果：

$$|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max \{P_{\text{计划}} \times 2\%, 2(MW)\} > 0, \text{ 则考核。}$$

式中： $P_{\text{计划}}$ 为计划有功出力； $P_{\text{实际}}$ 为实际有功出力。

即实际出力允许偏差范围为日发电调度计划曲线 $\pm 2\%$ ，当日发电计划小于 100MW 时，允许偏差范围为 2MW。

考核电量为：

$$F_{\text{考核}} = 2 \times (|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max \{P_{\text{计划}} \times 2\%, 2(MW)\}) \times 5 / 60 \quad (MWh)$$

2. 新能源

对出力受限时段风电场、光伏电站的日发电计划曲线进行考核。出力受限时段风电场、光伏电站实发电力应不超负荷指令电力的 2%（当负荷指令小于 25MW 时，允许偏差范围为 0.5MW），实发电力超出负荷指令允许偏差范围时，按超出电力部分积分电量的 2 倍统计为考核电量。

3. 抽水蓄能

对抽水蓄能的日发电和抽水电力计划曲线进行考核。实时发电、抽水电力不应超负荷指令电力的 2%（当负荷指令小于 25MW 时，允许偏差范围为 0.5MW），实发、实抽电力超过负荷指令允许偏差范围时，超标部分电力的积分电量按 2 倍统计为考核电量。

（二）频率异常时

当频率在 49.90Hz 及以下时，低于有功计划曲线而少发电量，按 4 倍计为考核电量。当频率在 50.10Hz 及以上时，超过有功计划曲线而多发电量，按 4 倍计为考核电量。

考核电量为：

$$F_{\text{考核}} = 4 \times |P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| \times 5 / 60 \quad (\text{MWh})$$

注：频率异常时，偏离计划曲线不再设置 2% 的死区，即只要有与频率变化同向的偏离，按偏差电量的 4 倍考核。

（三）免于考核情况

1. 电力调度机构调整计划曲线后，发电侧并网主体 15 分钟内免除发/用电计划考核。

2. 火电机组开停机过程中出力不足额定容量的 50%，水电厂全厂出力计划低于最大单机最低振动区上限。

3. AGC 投入运行期间出现的偏差（跟踪计划模式除外）。

4. 机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，已经纳入非计划停运考核后，不再进行曲线偏差考核。

5. 根据电网运行需要，机组按照调度指令紧急调整出力时。

6. 一次调频正确动作导致的计划曲线偏差。

7. 调度计划曲线下达的变动速率不应超出机组 AGC 标准调节速率，若因此导致的发电计划偏差可申请免考。

8. 燃气轮机在达到温控运行期间产生的偏差。

9.非自身原因造成的考核。

第十七条 电力调度机构对新型储能日调度计划曲线执行偏差进行统计和考核。

(一)新型储能于当日 10:00 前申报下一日充放电能力及计划曲线,如未按时申报,则以最近一日最高可调出力作为下一日最高可调出力,电力调度机构于当日 20:00 前发布次日充放电计划曲线。

新型储能日前信息上报率按月进行统计、考核,上报率应达到 100%,每降低 1 个百分点,按额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准考核。

日前信息上报率=1-信息缺报天数/当月总天数。当日充放电能力或预计划存在缺报、错报,即记为信息缺报。

计划曲线考核取每 5 分钟整点值计算。

1. 频率正常时

当频率高于 49.90Hz 且低于 50.10Hz 的情况下,对新型储能的日充、放电计划曲线进行考核。实际充、放电力不应超过负荷指令电力的 2% (当负荷指令小于 25MW 时,允许偏差范围为 0.5MW),实际充、放电力超过负荷指令允许偏差范围时,按超出部分电力积分电量的 2 倍统计为考核电量。

2. 频率异常时

当频率在 49.90Hz 及以下时,或当频率在 50.10Hz 及以上

时，对新型储能的日充、放电计划曲线进行考核。实际充、放电力超过负荷指令时，按超出部分电力积分电量的 4 倍统计为考核电量。

(二) 新型储能如有以下情况之一，可免除调度计划曲线考核：

1. 调度机构下达调度计划曲线 5 分钟内。
2. 下达的调度计划曲线超出新型储能申报的可调节范围。
3. AGC 投入运行期间出现的偏差（跟踪计划模式除外）。
4. 非自身原因造成的考核。

第十八条 直控型可调节负荷应具备就地和调度端远方的连续可调节功率控制能力（可中断负荷应具备远方实时开断控制），应符合相应的负荷调节响应速率、响应时间等要求。

(一) 直控型可调节负荷计划调节曲线执行偏差考核。直控型可调节负荷被调用时段内，电力调度机构以 15 分钟为一个时段开展执行效果评价，计算计划调节曲线执行偏差 Δ_t 。计算公式为：

$$\Delta_t = |P_{t, \text{计划调节}} - P_{t, \text{实际调节}}| / |P_{t, \text{计划调节}}|$$

其中， $P_{t, \text{实际调节}}$ 为直控型可调节负荷在 t 时刻的实际调节容量，即 t 时刻的实际功率与基准功率之间的差值， $P_{t, \text{计划调节}}$ 为直控型可调节负荷在 t 时刻的计划调节容量。 Δ_λ 为允许执行偏差率，取为 30%，对于实际调节容量小于计划调节容量且 $\Delta_t > \Delta_\lambda$

的时段，执行计划调节曲线执行偏差考核，若 $P_{t, \text{计划调节}}$ 为 0，则 Δ_t 为 0。

计划调节曲线执行偏差考核电量 $F_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}}$ 的计算公式如下。

$$F_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}} = \sum_{t \in (\Delta t > \Delta \lambda)} (|P_{t, \text{实际调节}} - P_{t, \text{计划调节}}| \times 1\text{h}/4)$$

(二) 直控型可调节负荷计划调节曲线执行偏差考核豁免条件:

1. 电力调度机构下达的计划调节曲线变动率超出直控型可调节负荷申报的调节能力范围。

2. 其他非并网主体自身原因导致的偏差。

第十九条 电力调度机构对风电场、光伏电站功率预测结果按日进行统计、考核，考核内容包括中期预测、日前预测、超短期预测、风电晚峰预测和光伏午峰预测。中期预测是指预测风电场和光伏电站次日 0 时起至未来 240 小时的发电功率，日前预测是指预测风电场和光伏电站次日 0 时起至 24 时的发电功率，超短期预测是指预测风电场和光伏电站未来 15 分钟至 4 小时的发电功率，风电晚峰预测是指预测风电场次日 0 时起至未来 240 小时 18-22 点晚高峰时段的发电功率，光伏午峰预测是指预测光伏电站次日 0 时起至未来 240 小时 10-14 点午高峰

时段的发电功率，时间分辨率均为 15 分钟。发电限电时段，发电实际功率用可用功率替代。经电力调度机构批准同意的影响功率预测功能的相关检修工作期间功率预测结果不计入考核。

风电场、光伏电站功率预测设置考核系数 H_7 ，具体见附表。

（一）中期功率预测

1. 风电场中期功率预测第二至第四日的准确率应大于等于 80%，第五至第七日的准确率应大于等于 75%，第八至第十日的准确率应大于等于 70%，小于相应要求的准确率时按以下公式考核：

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

中期准确率日考核电量 = Σ （要求的准确率 - 中期准确率） / （不满足要求的天数） $\times P_n \times H_7$ （小时），考核电量不超过场站当月上网电量的 0.5%。

式中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为中期（ i 时刻）的功率预测值， Cap 为风电场可用容量， n 为剔除 18-22 点发电时段样本个数， P_n 为风电场额定容量。

2. 光伏电站中期功率预测第二至第四日的准确率应大于等于 83%，第五至第七日的准确率应大于等于 80%，第八至第十日的准确率应大于等于 75%，小于相应要求的准确率按以下公式考核：

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

中期准确率日考核电量=Σ(要求的准确率-中期准确率)/
(不满足要求的天数)×P_n×H₇(小时), 考核电量不超过场站当
月上网电量的 1%。

式中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为中期 (i 时刻) 的功
率预测值, Cap 为光伏电站可用容量, n 为剔除 10-14 点发电时
段样本个数, P_n 为光伏电站额定容量。

(二) 日前功率预测

1. 风电场次日 0-24h 日前功率预测准确率应大于等于 83%,
小于 83% 时按以下公式考核:

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

日前准确率日考核电量=(83%-日前准确率)×P_n×H₇(小
时), 考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为 i 时刻的日前功率预
测值, Cap 为风电场可用容量, n 为发电时段样本个数, P_n 为风
电场额定容量。

2. 光伏电站次日 0-24h 日前功率预测准确率应大于等于
85%, 小于 85% 时按以下公式考核:

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

日前准确率日考核电量 = (85% - 日前准确率) × P_n × H₇ (小时), 考核电量不超过场站当月上网电量的 2%。

式中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为 i 时刻的功率预测值, Cap 为光伏电站可用容量, n 为发电时段样本个数, P_n 为光伏电站额定容量。

(三) 超短期功率预测

1. 风电场超短期功率预测第 4 小时的准确率应大于等于 87%, 小于 87% 时按以下公式考核:

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

超短期准确率日考核电量 = (87% - 超短期准确率) × P_n × H₇ (小时), 考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为超短期功率预测第 4 小时 (i 时刻) 的预测值, Cap 为风电场可用容量, n 为发电时段样本个数, P_n 为风电场额定容量。

2. 光伏电站超短期功率预测第 4 小时的准确率应大于等于 90%, 小于 90% 时按以下公式考核:

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

超短期准确率日考核电量= (90% - 超短期准确率) ×P_n×H₇ (小时), 考核电量不超过场站当月上网电量的 2%。

式中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为超短期功率预测第 4 小时 (i 时刻) 预测值, Cap 为光伏电站可用容量, n 为发电时段样本个数, P_n 为光伏电站额定容量。

(四) 风电晚峰、光伏午峰预测

1. 风电晚峰预测第一至第四日 18-22 点的准确率应大于等于 80%, 第五天至第七日 18-22 点的准确率应大于等于 75%, 第八至第十日 18-22 点的准确率应大于等于 70%, 小于相应要求的准确率时按以下公式考核:

$$\text{风电晚峰预测准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{\text{Cap} \times \sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

风电晚峰准确率日考核电量=Σ (要求的准确率 - 风电晚峰准确率) / (不满足要求的天数) ×P_n×H₇, 考核电量不超过场站当月上网电量的 0.5%。

式中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为 i 时刻的预测功率, Cap 为风电场可用容量, n 为发电时段样本个数, P_n 为风电场额定容量。

2. 光伏午峰预测第一至第四日 10-14 点的准确率应大于等于 83%, 第五天至第七日 10-14 点的准确率应大于等于 80%, 第八至第十日 10-14 点的准确率应大于等于 75%, 小于相应要

求的准确率按以下公式考核：

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

光伏午峰准确率日考核电量 = Σ （要求的准确率 - 光伏午峰准确率） / （不满足要求的天数） $\times P_n \times H_7$ ，考核电量不超过场站当月上网电量的 1%。

式中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为 i 时刻的预测功率， Cap 为光伏电站可用容量， n 为发电时段样本个数， P_n 为光伏电站额定容量。

第二十条 电力调度机构对燃煤、燃气、水电机组发电能力考核按照正常运行时期和重点保供时期（每年的 1、7、8、12 月及其他重要保电时期）分别进行考核。其他重要保电时期报地方政府有关部门明确，并应提前向湖南能源监管办备案及向发电侧并网主体公示。燃煤机组可调出力上限已在容量电价中予以考核的，在并网运行管理中不重复考核。

（一）第一类发电能力考核：发电厂应每日向电力调度机构申报次日机组的可调出力上限和下限，当出现机组日前申报出力上限低于机组额定出力（水电为当前水头下的机组技术允许出力）或机组日前申报出力下限高于机组基本调峰能力下限的情况（含抽水蓄能机组发电工况，下同），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，当日考核电量

为：

$$|P_{\max} - P'_{\max}| \times 1(\text{小时}) \times \alpha_1 + |P_{\min} - P'_{\min}| \times 1(\text{小时}) \times \alpha_2$$

式中： P_{\max} 为机组额定出力上限（MW）；

P'_{\max} 为机组日前申报出力上限（MW）；

P_{\min} 为机组基本调峰能力下限（MW）；

P'_{\min} 为机组日前申报出力下限（MW）；

α_1 、 α_2 为基本调峰的考核系数，正常运行时期， $\alpha_1=0.2$ 、 $\alpha_2=0.2$ ；重点保供时期， $\alpha_1=1$ 、 $\alpha_2=1$ 。

若电厂未向电力调度机构申报次日机组的可调出力上限和下限，按照机组出力上限为 50% 的额定出力、下限为基本调峰能力下限进行考核管理。

（二）第二类发电能力考核：在机组日前申报出力范围内，如果机组不能按调度指令提供基本调峰能力，即当日机组实际出力最高值低于该时段调度指令最高值，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：

$$|P_1 - P'_1| \times 8(\text{小时}) \times \alpha_3 + |P_2 - P'_2| \times 8(\text{小时}) \times \alpha_4$$

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）；

α_3 、 α_4 为基本调峰的考核系数，正常运行时期， $\alpha_3=0.5$ 、 $\alpha_4=0.5$ ；重点保供时期， $\alpha_3=1$ 、 $\alpha_4=1$ 。

（三）第三类发电能力考核：调度机构抽查过程中，如果电厂实际最大发电能力无法达到申报的可调出力上限，实际最小发电能力无法达到申报的可调出力下限，则当日的考核电量为：

$$|P_1 - P'_1| \times 24 (\text{小时}) \times \alpha_5 + |P_2 - P'_2| \times 24 (\text{小时}) \times \alpha_6$$

式中： P_1 为机组日前申报出力上限（MW）；

P'_1 为当日机组实际出力最高值（MW）；

P_2 为机组日前申报出力下限（MW）；

P'_2 为当日机组实际出力最低值（MW）；

α_5 、 α_6 为基本调峰的考核系数，正常运行时期， $\alpha_5=0.5$ 、 $\alpha_6=0.5$ ；重点保供时期， $\alpha_5=1$ 、 $\alpha_6=1$ 。

对于以上三类发电能力申报，若出现以下情况可不予考核：

1. 因检修、网络约束等原因受限情况。
2. 水电厂因防汛抗旱等用水需求情况。
3. 燃气轮机在达到温控运行期间产生的受限情况。

第二十一条 新型储能性能指标应达到额定功率、额定能量，电力调度机构按日统计各类储能功率可用率（ $\lambda_{\text{功率可用}}$ ）和能量可用率（ $\lambda_{\text{能量可用}}$ ）。

（一）新型储能充电时

1.功率可用率应大于 90%，低于 90%时，按以下公式考核：

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

功率可用率日考核电量 = (90% - $\lambda_{\text{功率可用}}$) $\times P_{\text{NC}} \times 1$ (小时)

其中： $P_{\text{可用}}$ 为新型储能当日最大可用功率； P_{NC} 为新型储能额定功率。

2.能量可用率应大于 90%，低于 90%时，按以下公式考核：

$$\lambda_{\text{能量可用}} = \frac{S_{\text{可用}}}{S_{\text{NC}}} \times 100\%$$

能量可用率日考核电量 = (90% - $\lambda_{\text{能量可用}}$) $\times P_{\text{NC}} \times 1$ (小时)

其中： $S_{\text{可用}}$ 为新型储能当日最大可用能量； S_{NC} 为新型储能额定能量。

(二) 新型储能放电时

1.功率可用率应大于 80%，低于 80%时，按以下公式考核：

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

功率可用率日考核电量 = (80% - $\lambda_{\text{功率可用}}$) $\times P_{\text{NC}} \times 1$ (小时)

其中： $P_{\text{可用}}$ 为新型储能当日最大可用功率； P_{NC} 为新型储能额定功率。

2.能量可用率应大于 80%，低于 80%时，按以下公式考核：

$$\lambda_{\text{能量可用}} = \frac{S_{\text{可用}}}{S_{\text{NC}}} \times 100\%$$

能量可用率日考核电量 = (80% - $\lambda_{\text{能量可用}}$) $\times P_{\text{NC}} \times 1$ (小时)

其中： $S_{\text{可用}}$ 为新型储能当日最大可用能量； S_{NC} 为新型储能额定能量。

（三）新型储能功率可用率和能量可用率按日进行统计，按月进行考核，月度累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的 2%。在计算功率可用率、能量可用率时，扣除因计划检修和保证电网、设备安全导致的可用率降低的情况。

新型储能功率或能量可用率低于额定值 70%时，则每月按 $P_{\text{NC}} \times 3$ 小时进行考核。

第二十二条 并网主体（接入 35kV 及以上电压等级电力系统的火电、水电、风电、光伏、新型储能等）应具备一次调频功能。

（一）未具备功能考核

发电侧并网主体、新型储能未具备一次调频功能，月考核电量为：

$$F_{\text{考核电量}} = W_{\text{考核}} \times T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数，风电、光伏为 0.5，新型储能为 1，其他类型并网主体为 1； $T_{\text{考核}}$ 为 3 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件）。

（二）功能投入情况考核

发电侧并网主体、新型储能应投入一次调频功能，不得擅自退出一次调频功能。一次调频功能未投运，月考核电量为：

$$F_{\text{考核电量}} = W_{\text{考核}} \times T_0 \times P_n$$

式中， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数，新能源、新型储能为1%，其他发电侧并网主体为2%； T_0 为一次调频当月未投运小时数（经调度确认的合理退出时间段可不统计）， P_n 为并网主体额定容量（详见附件）。

（三）性能考核

对50MW及以上的水电（含抽蓄）机组、80MW及以上的火电机组、20MW及以上的风电场、20MW及以上的集中式光伏电站、20MW/20MWh及以上的新型储能实施一次调频性能考核。在电网频率超过并网主体一次调频死区（ Δf_{sq} ）及发生扰动期间进行一次调频性能考核时，原则上具体以电力调度机构PMU数据计算结果为准，并网主体PMU相关信号具备对应接入条件。并网主体一次调频性能考核包括贡献率K指数、响应滞后时间T指数以及调节精度T指数（详见附件）。每项考核包括小扰动考核、大扰动考核以及模拟扰动考核，其中电网最大频率偏差 $|\Delta f| < 0.08\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大频率偏差 $|\Delta f| \geq 0.08\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为0.08Hz~0.183Hz。

1. 小扰动考核

$$F_{\text{考核电量}} = \delta_{\text{死区系数}} \times (A \times P_n \times N_1)$$

式中：若 $\Delta f_{sq} < 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取1；若 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死}}$

区系数取 3。A 为 0.03 小时， N_1 为小扰动下的不合格次数， P_n 为并网主体额定容量（详见附件）。

$Q_{\text{合格率}} \geq 80\%$ ，并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 1$ 小时； $50\% < Q_{\text{合格率}} < 80\%$ ，并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 2$ 小时； $Q_{\text{合格率}} \leq 50\%$ ，并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 3$ 小时。

2. 大扰动考核

$$F_{\text{考核电量}} = \delta_{\text{死区系数}} \times (B \times P_n \times N_2)$$

式中：若 $\Delta f_{\text{sq}} < 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 1；若 $\Delta f_{\text{sq}} \geq 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 2。B 为 0.3 小时， N_2 为大扰动下的不合格次数， P_n 为并网主体额定容量（详见附件）。

3. 模拟扰动考核

电力调度机构应定期通过一次调频主动在线测试系统对并网主体进行模拟电网频率扰动测试，验证并网主体的大扰动调频性能是否满足电网安全稳定运行要求。具备深调能力的火电机组，一次调频主动测试的负荷区间应覆盖深调负荷下限。测试不合格的并网主体参照大扰动考核办法进行考核（详见附件）。测试应采取随机方式对电力系统所在控制区并网主体进行抽查，测试周期内的选取应不重复。

模拟扰动测试前须检查各项安全允许条件，测试过程中应保障被测并网主体安全稳定运行。并网主体一次调频主动在线功能未经电力调度机构同意不可擅自退出，测试期间所造成并

网主体的 AGC、电网实际一次调频相关考核应免考。

（四）调频动作正确性

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：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 0.15 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件）。

并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 5$ 小时。

（五）传送虚假信号

发电侧并网主体、新型储能传送虚假一次调频投运、调频动作、模拟扰动等相关信号的，一经发现，取消当月一次调频相关补偿，并每次考核电量：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 1 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件）。

（六）免考核情况

1. 并网主体实际出力较低时（ $P_{\text{火电}} < 0.3P_n$ 、 $P_{\text{水电}}$ 、 $P_{\text{新能源}} < 0.2P_n$ ）性能免考核，当 $P_{\text{火电}} < 0.35P_n$ 时，一次调频减出力性能免考核。

2. 当一次调频与 AGC 指令同时存在且同向时，造成并网主体一次调频调节精度 T 指数不合格，性能免考核。

3.新能源发电出力已达最大值，一次调频增出力性能免考核。

4.新型储能系统已达到当前最大可充或可放功率时，一次调频减出力或增出力性能免考。

5.燃气机组在进入温控运行时，系统频率低需要增负荷造成的一次调频性能不合格事件免予考核，同时不参与当月一次调频考核费用返还。

第二十三条 并网风电场、光伏电站、新型储能、单机容量 100MW 及以上火电机组、单机容量 50MW 及以上水电机组（含抽蓄）应具有 AGC 功能。并网主体 AGC 的投运率和调节速率、调节精度、响应时间等应满足要求。加装 AGC 设备的并网主体应保证其正常运行，不得擅自退出其功能。

对并网主体提供 AGC 服务的考核内容，包括：AGC 的投运率、调节性能等。

（一）未具备功能考核

并网主体未具备 AGC 功能，月考核计算公式为：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 5 小时， P_n 为并网主体容量（详见表 1）。

（二）投运率考核

具备 AGC 功能的并网主体，应按调度指令要求投入 AGC。AGC 的月投运率（可用率）须达到 95% 及以上，每低于 1 个百

分点（含不足一个百分点），每次考核：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n \times [95\% - \text{月投运率（可用率）}]$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为3小时，经电力调度机构同意退出的时间段，不纳入考核范围。

（三）性能指标要求及考核

并网主体运行期间每次响应AGC控制指令时，从调节速度、调节精度、响应时间三个方面对并网主体响应AGC指令后的动作情况进行评价衡量，具体如下。

1. 调节速度性能指标 K_1

指并网主体响应AGC控制指令的速率，计算公式如下：

$$k_1 = \frac{\Delta P \times T_0 \times (P_z - P)}{\text{abs}(\Delta P_z) \times \Delta T \times \text{abs}(P_z - P)}$$

其中： P 为调节过程实际出力（MW）； ΔP_z 为调节过程最终指令-初始出力（MW）； ΔP 为实际调节过程中的调节幅度

（MW）； ΔT 为实际调节过程的调节时间（s）； P_z 为调节过程

中任意一点的指令， P 为该点对应的实际出力， $\frac{\Delta P \times (P_z - P)}{\text{abs}(P_z - P)}$ 小于0，该调节过程为反调节；大于0，该调节过程为正调节（调节过程定义详见附件）。

调节过程计算参数 T_0 计算公式为：

$$T_0 = T_1 + \frac{\text{abs}(\Delta P_z) \times 60}{V_0}$$

T_1 : 调节补偿时间, 火电 (不含燃机): 取 0~20 秒; 燃机: 取 0~10 秒、水电 (含抽蓄): 取 0~5 秒; 其他类型 (包括火储、新型储能、风电、光伏): 取 0~5 秒。

V_0 : 机组升降速率 (对应表 1、表 2 数据要求, 管理系统对电厂机组类型进行分类设置, 单位: MW/min)。

并网主体标准速度 V_0 按照行业现行标准有关规定执行:

表 1 各类型并网主体容量 P_n 定义

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电	单机/全厂并网机组额定容量
火储	单机/全厂并网机组额定容量+储能额定容量
水电	单机/全厂并网机组额定容量
新型储能	储能额定容量
风电、光伏	场站并网额定容量
直控型可调节负荷	最大可调节容量

备注: 以上“单机/全厂并网机组额定容量”, 当并网主体 AGC 为单机方式时 P_n 取单机额定容量, 当并网主体 AGC 为全厂方式时 P_n 取全厂额定容量。

表 2 火电 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (容量 P_n 的百分数)	标准调节速率 V_0
100(含)~300 MW (不含燃机)	50%	100%	1.2% P_n /min

额定容量	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
300(含)~600 MW (不含燃机)	50%	100%	1.5%Pn/min (直吹式制粉系统机组为 1.2%Pn/min)
600 MW 及以上(不含燃机)	50%	100%	1.5%Pn/min (直吹式制粉系统机组为 1.2%Pn/min)
火电(不含燃机) 全厂方式	50%	100%	1.5%Pn/min (直吹式制粉系统机组为 1.2%Pn/min)
燃机	0%	100%	4%Pn/min

表 3 火电单独配置优化控制(外挂)系统 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
100(含)~300 MW (不含燃机)	50%	100%	1.5%Pn/min
300(含)~600 MW (不含燃机)	50%	100%	1.5%Pn/min
600 MW 及以上(不含燃机)	50%	100%	1.5%Pn/min
火电(不含燃机)全	50%	100%	1.5%Pn/min

额定容量	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
厂方式			

机组/电厂单独配置优化控制（外挂）系统适用于：火力发电机组常规控制系统配套使用的单独优化 AGC 控制系统的产品配置与技术应用，并满足电力监控系统网络安全防护（GB/T36572）要求。

表 4 火储 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
100 (含) ~ 300 MW	50%	100%	2.5%Pn/min
300 (含) ~ 600 MW	50%	100%	2.5%Pn/min
600 MW 及以上	50%	100%	2.5%Pn/min
火电 (不含燃机) 全厂方式	50%	100%	2.5%Pn/min

表 5 水电 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
全厂方式	最低振动区上限	100%	60%Pn (最大单机) /min
单机方式	最低振动区上限	100%	50%Pn/min

调节形式	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
转桨式机组 单机方式	最低振动区上限	100%	30%Pn/min
转桨式电厂 全厂方式	最低振动区上限	100%	40%Pn (最大单机) /min

表 6 新型储能 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
新型储能	-100%	100%	100%Pn/3s

表 7 风电场、光伏电站 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (容量 Pn 的百分数)	调节范围上限 (容量 Pn 的百分数)	标准调节速率 V0
全厂方式	20%	100%	30%Pn/min

2. 调节精度性能指标 K_2

$$k_2 = \begin{cases} 0.02/e; & e > 0.02 \\ 1; & e \leq 0.02 \end{cases}$$

其中， e 为调节过程调节精度。调节精度算法统计机组有功首次进入调节死区前后的 N 个出力点与指令的差值和机组额定容量的比值的平均值，若因新的指令原因，导致本次调节过程不能继续保持，则相应取两个点的均值，若仍然取不到，则取首次进入死区点的比值。

$$e = \frac{\sum_{i=1}^N \text{abs}(P_z - P_i) / P_n}{N} \quad (1 \leq N \leq 6)$$

机组指令及机组有功按照不大于 5 秒的间隔存储。

3. 响应时间性能指标 K_3

调度主站系统指令发出后，AGC 调频单元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：

$$K_3 = \begin{cases} T_N / t, t > T_N \\ 1, t < T_N \end{cases}$$

$$t = T_E - T_S$$

其中：

t 是并网主体调节的实际响应时间；

T_N 是并网主体标准响应时间；

T_S 和 T_E 分别是并网主体调节开始和跨出与调节方向一致的调节死区的时刻。响应时间的单位为秒。

并网主体标准响应时间 T_N 按以下标准执行：

表 8 各类型并网主体 AGC 标准响应时间

机组类型	标准响应时间 (TN)
火电、火储	60 秒
水电	10 秒
新型储能、风电、光伏	2 秒

4. 调节死区

表 9 各类型并网主体 AGC 调节死区

机组类型	调节死区
火电、火储	P_n (最大单机) $\times 0.5\%$
水电 (单机/全厂)	P_n (最大单机) $\leq 200\text{MW}$: 2MW
	P_n (最大单机) $> 200\text{MW}$: $P_n \times 1\%$
新型储能、风电、光伏	$P_n \leq 200\text{MW}$: 2MW
	$P_n > 200\text{MW}$: $P_n \times 1\%$
直控型可调节负荷	$P_n \times 1.5\%$

5. AGC 指令调节死区

表 10 各类型并网主体 AGC 指令调节死区

机组类型	AGC 指令调节死区
火电、火储	P_n (最大单机) $\times (0.6 \sim 0.9)\%$
水电 (单机/全厂)	$P_n \leq 200\text{MW}$: 2.4MW
	$P_n > 200\text{MW}$: $P_n \times 1.2\%$
新型储能、风电、光伏	$P_n \leq 200\text{MW}$: 2.4MW
	$P_n > 200\text{MW}$: $P_n \times 1.2\%$
直控型可调节负荷	$P_n \times 2\%$

6. 综合性能指标: $k = k_1 \times k_2 \times k_3$

其中: k 为并网主体的综合性能指标。暂定上限值为 2, 后期视运行情况调整。

7. 性能指标分项考核

并网主体（单机或全厂）单次 AGC 调节事件中 k_1 、 k_2 、 k_3 任一项小于 1，对其进行考核。

(1) 并网主体按照当日 AGC 调节速率未达标考核

$$F_1 = \sum_{i=1}^n (1 - k_{1i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_1$$

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0.12, & 0.8 \leq k_{1i} < 1 \\ 0.3, & 0.5 \leq k_{1i} < 0.8 \\ 0.48, & k_{1i} < 0.5 \end{cases}$$

式中：其中 k_{1i} 为第 i 次调节 k_1 ， $k_1 \geq 1$ 按 $k_1=1$ 定义； n 为并网主体 AGC 有效调节过程次数； h 为 1 小时。

(2) 并网主体（单机或全厂）按照当日 AGC 调节精度未达标考核

$$F_2 = \sum_{i=1}^n (1 - k_{2i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_2$$

$$\alpha_2 = \begin{cases} 0.4, & 0.9 \leq k_{2i} < 1 \\ 1, & 0 < k_{2i} < 0.9 \end{cases}$$

式中：其中 k_{2i} 为第 i 次调节 k_2 ； n 为并网主体 AGC 有效调节过程次数； h 为 1 小时。

(3) 并网主体（单机或全厂）按照当日 AGC 响应时间未达标考核

$$F3 = \sum_{i=1}^n (1 - k_{3i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_3$$

$$\alpha_3 = \begin{cases} 0.2, & 0.9 \leq k_{3i} < 1 \\ 0.5, & 0 < k_{3i} < 0.9 \end{cases}$$

式中：其中 k_{3i} 为第 i 次调节 k_3 ； n 为并网主体有效 AGC 调节过程次数； h 为 1 小时。

（四）传送 AGC 虚假信号或数据，一经发现，每次按照额定容量×1 小时计为考核电量。

（五）特殊考核情况

1.AGC 投运、可控信号未经调度同意不得擅自退出，若单台机组的 AGC 投运、可控信号未经同意的日频繁投退次数之和 ≥ 20 次，每台机组每日按额定容量×0.1 小时计为考核电量；若单台机组的 AGC 投运、可控信号未经同意的月频繁投退次数之和 ≥ 200 次，每台机组每月按额定容量×0.5 小时计为考核电量。

2.当 AGC 与系统有效一次调频事件同时存在时，一次调频造成并网主体 AGC 性能不合格的事件免考核。

3.燃气机组在进入温控运行时，AGC 指令增负荷造成的 AGC 性能不合格事件免考核。

4.对于非传统类型机组（如循环流化床机组、灯泡贯流式机组）的 AGC 性能考核指标，以电力调度机构认定合格的 AGC 调节试验报告数据为准。

5.发电机组、新能源场站、新型储能 AGC 子站上行信息应包含有效容量等关键数据，应配置双电源冗余并满足《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T 5003）的要求。不满足要求的场站每月按照额定容量×1 小时计为考核电量。

6.经电力调度机构同意的 AGC 调试期间，机组 AGC 性能免考核。

第二十四条 新能源场站在 AGC 功能开环方式下，有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电力调度机构确定。

（一）风电场有功功率变化最大限值

风电场因风速降低或风速超出切出风速而引起的有功功率变化超出限值的不予考核，10 分钟有功功率变化值被考核后将不再考核此时间段内 1 分钟有功功率变化值。

表 11 风电场有功功率变化最大限值

风电场额定容量/MW	10min 有功功率变化最大限值 /MW	1min 有功功率变化最大限值 /MW
<30	10	3
30 ~ 150	额定容量/3	额定容量/10
>150	50	15

（二）光伏电站 1 分钟有功功率变化最大限值为该电站额定容量的 1/10。光伏电站因为太阳能辐照度降低而引起的有功功率变化超出限值的不予考核。

(三) 10分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量:

$$F_{\text{考核电量}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 1/6 \text{小时}$$

1分钟功率变化率超出限值按以下公式计算考核电量:

$$F_{\text{考核电量}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times 1/60 \text{小时}$$

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。

第二十五条 爬坡考核

电力调度机构应根据系统安全需要,合理确定爬坡并网主体。参与爬坡的并网主体须满足爬坡性能指标要求,调用过程中未达到相关性能要求的并网主体按以下标准考核,爬坡考核取每分钟整点值计算。爬坡速率、爬坡精度计算参照 AGC 有关条款执行。

(一) 爬坡动作未达标考核

并网主体实际爬坡里程目标或性能未达标时,按以下方式考核电量:

$$F = \sum_{i=1}^n (L_{1i} \times t \times A)$$

式中, F 为考核电量; L_{1i} 为第 i 次下达的爬坡里程指令, n 为爬坡次数; t 为考核时间,取 1 小时; A 为爬坡考核系数,其数值为 1.5。

(二) 反向爬坡考核

并网主体实际爬坡方向与爬坡指令方向相反，按以下方式考核电量：

$$F = \sum_{i=1}^n (L_{2i} \times t \times B)$$

式中，F 为考核电量； L_{2i} 为第 i 次反向爬坡里程（下达的爬坡里程指令与反向里程最大值之总和），n 为反向爬坡次数；t 为考核时间，取 1 小时；B 为反向爬坡考核系数，其数值为 4。

(三) 容量及爬坡性能

表 12 各类型并网主体容量 P_n

并网主体类型	并网主体容量 P_n
火电	单机/全厂并网机组额定容量
水电	单机/全厂并网机组额定容量
新型储能	储能额定容量
直控型可调节负荷	最大可调节容量

备注：以上“单机/全厂并网机组额定容量”，当并网主体 AGC 为单机方式时 P_n 取单机额定容量，当并网主体 AGC 为全厂方式时 P_n 取全厂额定容量。

表 13 各类型并网主体性能

并网主体类型		爬坡速率	爬坡精度	单向爬坡持续时间
发电侧 并网主体	煤电（仓储）	$\geq 1.8\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 12\text{min}$
	煤电（直吹）	$\geq 1.5\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 12\text{min}$
	火储	$\geq 3\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 12\text{min}$
	燃机	$\geq 5.0\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 12\text{min}$

	水电、抽蓄	$\geq 70\%P_n$ (最大单机) /min	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 1\text{min}$
	新型储能	$\geq 100\%P_n/1\text{s}$	$\leq 1.2\%P_n$	$\geq 1\text{s}$
	直控型可调节负荷	$\geq 1.2\%P_n/\text{min}$	$\leq 2\%P_n$	$\geq 12\text{min}$

(四) 并网主体在参与爬坡辅助服务时段内产生的日发电计划、调峰考核可申请免考。

第二十六条 对火电、抽蓄、水电的无功和母线电压按以下条款考核：

(一) 考核原则

无功考核以电力调度机构下达的电压曲线为考核的依据，当电厂母线运行电压越电压曲线限定值上限或下限时，根据电厂机组无功出力 and 功率因数的要求进行考核。

当发电侧并网主体所考核的母线电压符合电压曲线要求时，计为一个合格点。对于既有机组、又有全厂进相规定要求的电厂，应根据电力调度机构下发的发电机组和全厂的进相规定进行无功考核。当同一时刻电厂所考核母线接入的各台机组只要一个有考核点时，计为一个全厂不合格点。当同一时刻电厂所考核母线接入的各台机组均无考核点时，计为一个全厂合格点。

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，计为一个全厂合格点。全厂机组全停期间，免于考核，不纳入母线电压合格率统计计算。

(二) 无功考核

每台机组每5分钟一个点按以下规则计算考核点和合格点：

当机组所属电厂的母线电压小于电压曲线所要求的母线电压下限时：(1) 如果机组无功出力小于或等于0，计为一个考核点。(2) 如果机组无功出力大于0，其机组功率因数大于要求值（火电：0.85，水电：0.9），计为一个考核点。若机组的功率因数不大于要求值（火电：0.85，水电：0.9），计为一个合格点。

当机组所属电厂的母线电压大于电压曲线所要求的母线电压上限时：

1. 当发电机组进相运行时，若机组无功出力的绝对值小于电力调度机构下发的发电机组进相深度绝对值要求，计为一个考核点；机组无功出力的绝对值不小于电力调度机构下发的发电机组进相深度绝对值要求，计为一个合格点。对于既有机组、又有全厂的进相规定要求的，机组和全厂无功出力的绝对值均小于电力调度机构下发的发电机组和全厂进相深度绝对值要求，计为一个考核点；机组和全厂无功出力的绝对值任意一项不小于电力调度机构下发的发电机组和全厂进相深度绝对值要求，计为一个合格点。

2. 不具备进相能力的机组，机组功率因数小于0.995时，计为一个考核点，机组功率因数大于等于0.995则计为一个合格点。

每台机组每日只要有一个考核点就考核，考核值为全厂额定容量×0.2小时的标准进行考核。

（三）母线电压合格率考核

电厂母线电压合格点与不合格点每5分钟按以下规则统计，全厂机组全停期间，不纳入母线电压合格率统计计算：

月度母线电压合格率=月累计全厂合格点数/（月累计全厂合格点数+月累计全厂不合格点数）×100%

月度母线电压合格率应大于等于99.9%，每降低0.05个百分点，按全厂额定容量×0.25小时的标准进行考核，当月电压合格率考核电量不高于全厂额定容量×2.5小时。

第二十七条 对新型储能母线电压按以下条款考核：

新型储能并网运行时的母线电压曲线越限时间，统计为不合格时间；新型储能并网运行时的母线电压曲线不越限时间，统计为合格时间；合格时间与场站并网运行时间的百分比统计为电压合格率。新型储能母线电压曲线合格范围以电力调度机构根据国家和行业标准下达的电压曲线范围为标准。

电压合格率以99.9%为基准，每降低0.05个百分点，按当月额定容量×0.25小时的标准进行考核，当月电压合格率考核电量不高于新型储能额定容量×2.5小时。全站停电期间，免于考核。若储能电站已经按照最大无功调节能力提供电压支撑，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

第二十八条 对风电场、光伏电站无功补偿装置、母线电压按以下条款考核：

风电场、光伏电站要充分利用风电机组/逆变器的无功容量及其调节能力；当风电机组/逆变器的无功容量不能满足系统电压调节需要时，应在风电场、光伏电站集中加装适当容量的无功补偿装置，必要时加装动态无功补偿装置。

（一）风电场、光伏电站动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG）性能（包括容量配置、响应时间、高/低压故障穿越能力、频率、电压适应性等）应满足国家标准和电网运行要求，任意一项不满足要求的，按照场站额定容量×1 小时的标准进行考核，月总考核电量不超过全场站当月上网电量的 1%。

（二）风电场、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风电场、光伏电站的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：

$$\lambda_{\text{可用}} = \frac{\text{每台装置投入自动可用小时数之和}}{\text{每台装置所连接母线带电小时数之和}} \times 100\%$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率应大于等于 95%，低于 95% 的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

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

式中： W_a 为该风电场、光伏电站当月上网电量，月考核电

量不高于额定容量×2.5 小时。

（三）风电场、光伏电站应按照调度运行要求确保并网点电压（升压站高压侧母线）运行在主站下发的电压曲线范围之内，电力调度机构按月统计各风电场、光伏电站的电压合格率，其计算公式如下：

电压合格率=升压站高压侧母线电压运行在电压曲线范围之内的时间/升压站高压侧母线带电运行时间×100%。

电压合格率以 99.9%为合格标准。全月电压合格率低于 99.9%的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(99.9\% - \lambda_{\text{电压}})}{10} \times W_a$$

式中： $\lambda_{\text{电压}}$ 为风电场、光伏电站升压站高压侧母线电压合格率； W_a 为该风电场、光伏电站当月上网电量，月考核电量不高于额定容量×2.5 小时。

根据 GB/T19964、GB/T19963.1 要求，若风电场、光伏电站已经按照最大无功调节能力提供电压支撑，且无功补偿装置满发的情况下，但升压站高压侧母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

第二十九条 电力调度机构对安装 AVC 装置的火电、抽蓄、水电 AVC 投运率（包括 AVC 子站投运率和机组 AVC 投运率）和调节合格率进行考核，对应安装但未安装 AVC 装置的火电、抽蓄、水电按投运率进行考核。AVC 投运率的统计按照

其 AVC 子站、各 AVC 机组分别统计，按月统计 AVC 投运率和调节合格率。

（一）AVC 投运率

AVC 子站投运率以 90% 为合格标准，以上各发电侧并网主体 AVC 月投运率以 85% 为合格标准。月投运率低于标准的，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 $\times 0.2$ 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 $\times 2.5$ 小时。

投运率计算公式如下：

AVC 投运率 = (AVC 投入闭环运行时间 / AVC 应投入闭环运行时间) $\times 100\%$

AVC 投运率免考核时间包括：因修改定值等原因由调度下令退出的时间。其他经调度同意退出 AVC 运行的时间。第一台 AVC 机组自并网至最小技术出力稳定运行的时间。最后一台 AVC 机组自最小技术出力至解列的停机时间。AVC 达到正常闭锁条件。

（二）AVC 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 装置在规定时间内按指令调整到位为合格。AVC 调节合格率以 90% 为合格标准。月调节合格率低于标准的，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。

调节合格率计算公式如下：

AVC子站调节合格率=子站执行合格点数/主站下发调节指令次数×100%

第三十条 风电场、光伏电站应按要求装设自动电压控制（AVC）子站，电力调度机构对安装AVC装置的风电场、光伏电站AVC投运率和调节合格率进行考核，对应安装但未安装AVC装置的风电场、光伏电站按投运率进行考核。按月统计AVC投运率和调节合格率。

（一）AVC投运率

风电场、光伏电站AVC装置同所属电力调度机构AVC主站闭环运行时，电力调度机构统计各风电场、光伏电站AVC投运率。AVC子站投运率以90%为合格标准。月投运率低于标准的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算，月考核电量不高于AVC装置对应场站额定容量×2.5小时：

$$(90\% - \lambda_{\text{投运}}) / 30 \times W_a$$

式中： $\lambda_{\text{投运}}$ 为风电场、光伏电站AVC投运率； W_a 为该风电场、光伏电站当月上网电量。

投运率计算公式如下：

AVC投运率 = （AVC子站投入闭环运行时间/AVC子站应

投入闭环运行时间) ×100%

AVC 投运率免考核时间包括：因修改定值等原因由调度下令退出的时间。因新设备投运期间 AVC 子站配合调试造成的 AVC 装置退出时间。其他经调度同意退出 AVC 运行的时间。AVC 达到正常闭锁条件。

(二) AVC 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 装置按指令在规定时间内调整到位为合格。AVC 调节合格率以 90% 为合格标准。月 AVC 调节合格率低于标准的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算，月考核电量不高于 AVC 装置对应场站额定容量 ×2.5 小时：

$$(90\% - \lambda_{\text{调节}}) / 30 \times W_a$$

式中： $\lambda_{\text{调节}}$ 为风电场、光伏电站 AVC 调节合格率； W_a 为该风电场、光伏电站当月上网电量。

调节合格率计算公式如下：

AVC 子站调节合格率 = (子站执行合格点数/主站下发调节指令次数) ×100%

第三十一条 新型储能应按国家、行业有关标准规定具备动态无功补偿能力。电力调度机构对安装 AVC 装置的新型储能 AVC 投运率和调节合格率进行考核，对应安装但未安装 AVC 装置的新型储能电站按投运率进行考核。按月统计 AVC 投运率

和调节合格率。

（一）AVC 投运率

AVC 子站投运率以 90% 为合格标准。月投运率低于标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计）按新型储能额定容量×0.2 小时的标准进行考核，考核电量不高于 AVC 装置对应新型储能额定容量×2.5 小时。

投运率计算公式如下：

AVC 投运率 = (AVC 投入闭环运行时间 / AVC 应投入闭环运行时间) × 100%

AVC 投运率免考核时间包括：因修改定值等原因由调度下令退出的时间。其他经调度同意退出 AVC 运行的时间。AVC 达到正常闭锁条件。

（二）AVC 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 装置在规定时间内按指令调整到位为合格。月调节合格率低于 90% 的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计）按机组额定容量×0.2 小时的标准进行考核。月考核电量不高于 AVC 装置对应新型储能额定容量×2.5 小时。

调节合格率计算公式如下：

AVC 子站调节合格率 = 子站执行合格点数 / 主站下发调节指令次数 × 100%

第三十二条 风电机组、光伏逆变器、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。

2.无功补偿装置容量×5 小时×100 元/MVarh。

第三十三条 电力调度机构对发电侧并网主体非计划停运情况进行统计和考核。

非计划停运是指发电侧并网主体处于不可用而又不是计划停运的状态。根据停运紧急程度，非计划停运分为以下 5 类：
第 1 类非计划停运——直接跳闸、需立即停运或被迫不能按规定立即投入运行的状态（如启动失败）；第 2 类非计划停运——不需立即停运，但需在 6 小时以内停运的状态；第 3 类非计划停运——可延迟至 6 小时以后，但需在 72 小时以内停运的状态；第 4 类非计划停运——可延迟至 72 小时以后，但需在下次计划停运前停运的状态；第 5 类非计划停运——计划停运因故超过

允许期限。

(一) 非计划停运依据《发电设备可靠性评价规程》(DL/T 793.2) 有关规定进行管理。非计划停运时间为发电侧并网主体处于不可用而又不是计划停运的时间, 电力调度机构同意转为计划检修或转备用状态后, 非计划停运考核时间统计截止。电力调度机构应向所有发电侧并网主体披露全网计划检修安排, 以及全网每台机组的非计划停运、临时检修、非计划停运转检修或者转备用、非计划停运免考核的详细情况。

(二) 电力调度机构对发电侧并网主体非计划停运次数、非计划停运时间进行统计和考核, 考核按照正常运行时期和重点保供时期(每年的 1、7、8、12 月及重要保电时期) 分别进行考核。

$$\text{考核电量} = P_n \times 1 \text{ 小时} \times \alpha + P_n \times T \times \beta$$

其中: P_n : 非停机组额定容量, α : 非停运次数考核系数, T : 非计划停运时长(小时), β : 非计划停运时长考核系数。

标准如下:

考核类型	次数考核系数 α		时长考核系数 β	
	正常时期	保供时期	正常时期	保供时期
第 1 类	1	2.5	0.02	0.1
第 2 类	0.5	1.6	0.02	0.08
第 3 类	0.3	0.9	0.02	0.06
第 4 类	0.2	0.5	0.02	0.04
第 5 类	0.2	0.3	0.02	0.02

当非计划停运事件跨月发生时, 按照非停截止时间所在月

份进行考核统计，其中 α 按照非停开始时间所在月份计算、 β 按照实际非停时长分月进行计算。

（三）燃煤机组未在电力调度机构规定的时间后 2 小时内完成并网（解列）的，按照第 1 类非计划停运考核管理。非燃煤机组无法按计划并网（解列）的，按照第 1 类非计划停运考核。所有计划检修工作均应纳入经电力调度机构批准的检修计划，未纳入检修计划的检修工作均视为临时检修，从检修工作开工时刻起，按照第 3 类非计划停运进行考核。因并网主体自身原因导致的计划检修延期，从延期时刻开始按照第 5 类非计划停运考核。

（四）以下情况免于非计划停运考核：

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。

第三十四条 风电场、光伏电站因自身原因造成风机、光伏逆变器大面积脱网，若一次脱网总容量达到或超过其电站并网容量的 30%，纳入非计划停运考核范围，每次按照全场站额定容量 $\times 2$ 小时计为考核电量。其中，由于电网原因或风电场共同送出线路由其他场站原因导致停运的，免于考核。

风电场应实时报送覆冰停机及融冰运行信息以及因风机覆冰引起的功率损失。不得漏报或不报。漏报或不报按当月上网电量的 1%予以考核。

第三十五条 因配建主体（火电、新能源等）或自身原因造成配建储能系统或新型储能非计划停运的，若停运储能单元容量超过全站储能总容量的 30%，纳入储能系统或新型储能非计划停运考核范围。

考核电量=每次按全站（配建储能系统）额定容量 $\times 3$ 小时的标准考核。

由于电网原因或其他不可抗力因素导致非计划停运的，免于考核。自电力调度机构同意场（站）转为计划检修或备用状态起，不再按非计划停运考核。

第二节 检修管理

第三十六条 并网主体应按相关国家、行业标准及电力系统调度规程的相关规定，向电力调度机构提出年度、月度及日常检修申请，并按照电力调度机构下达的年度、月度、日常检

修计划严格执行。并网主体应按照电力调度机构批准的检修工期按时完成检修任务。

第三十七条 电力调度机构应统筹安排发电侧并网主体及其外送输变电设备的检修，尽可能安排发电侧并网主体外送输变电设备与自身检修同时进行。

第三十八条 发电侧并网主体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有关规定执行。电力调度机构对发电侧并网主体一次和二次设备的检修在检修工期和停电范围等方面应统筹安排、统一考虑。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应与发电侧并网主体一次设备的检修相配合。

第三十九条 发电侧并网主体变更检修计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，应按照电力系统调度规程和有关规定执行。电力调度机构视电网运行情况和其他发电侧并网主体的检修计划统筹安排，若无法安排变更检修计划，应及时通知发电侧并网主体，并说明原因。

第四十条 电力调度机构根据电网运行情况变更发电侧并网主体检修计划，包括发电侧并网主体检修计划无法按期开工、中止检修工作等，电力调度机构应提前与发电侧并网主体协商。对推迟计划检修期间，发电侧并网主体的设备故障或影响本细则规定的指标完成时，不对其进行考核处理；由于推迟计划检

修引起的发电设备故障（非发电侧并网主体责任）而需增加计划检修项目、工期时，电力调度机构应视情况批准其延长计划检修工期。

第四十一条 发电侧并网主体检修工作由于电厂自身原因出现以下情况之一，火电、水电机组每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时（单次考核不超过100MWh）计为考核电量、新能源机组每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时（单次考核不超过10MWh）计为考核电量。

（一）计划检修工作不能按期完工，但未在规定时间内办理延期手续。

（二）擅自增加（或减少）工作内容而未办理申请手续的。

（三）计划检修工作临时调整。

（四）未按调度规程及相关发输变电设备停运管理规定报送年、月、周、日检修计划。

（五）未经调度同意开展临时检修工作。

第四十二条 新型储能管辖范围内设备检修工作由于新型储能自身原因出现以下情况之一者，每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（一）计划检修工作不能按期完工，且未在规定时间内办理延期手续。

（二）擅自增加或减少工作内容而未办理申请手续。

（三）因新型储能自身原因，导致电力调度机构批准的计

划检修工作临时取消。

(四) 由于新型储能自身原因造成新型储能输变电设备(出线、开关、联变、母差保护等)重复性检修停电,年度停电次数2次以上(不含2次),每次按额定容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

(五) 未按调度规程及相关发输变电设备停运管理规定报送月、周、日检修计划。

(六) 未经调度同意开展临时检修工作。

第三节 技术指导和管理

第四十三条 继电保护和自动装置考核

(一) 并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置及其二次回路(包括保护装置、故障录波器、故障信息管理系统、故障测距装置、直流电源、断路器、保护屏柜、二次电缆、电流互感器、电压互感器等)运行应遵循国家标准、电力行业标准、规程及反事故措施要求。发电机组涉及网源协调保护的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理,应按照电力调度规程和专业管理规定执行。对于不执行规程规定的,每条按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(二) 并网主体应配合电网企业及时改造、更换到年限的继电保护及安全自动装置。未按规定改造、更换继电保护及安全自动装置,每月按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核,

直至完成更换为止。

（三）由于并网主体原因导致继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量；造成电网事故的，每次按全厂额定容量 $\times 3$ 小时计为考核电量。并网主体若发生继电保护装置跳闸原因不明的事故，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小时的标准进行不正确动作的补充考核。

（四）并网主体应及时对运行中继电保护和安全自动装置的异常信号和缺陷进行处理，若因电厂侧装置原因未及时处理，造成继电保护和安全自动装置退出运行超过 24 小时，每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

（五）并网主体不能按规定时间要求报送电厂继电保护和安全自动装置运行分析月报，每次按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

（六）对以下管理要求未能达标者，每项按全厂额定容量 $\times 0.2$ 小时（单次考核不超过 100MWh）计为考核电量：

1. 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匹配。

3. 并网主体内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保

护相匹配。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.故障录波或保信系统与主站月联通率 $\geq 98\%$ ，计算公式为：

$$LTR=(1-ZDT/ZAT)\times 100\%$$

式中：LTR 为故障录波或保信系统与主站月联通率；

ZAT 为统计周期内总通信时长；

ZDT 为因厂站端设备原因造成的通信中断时长。

（七）以下要求未能达标者，每项按全厂额定容量 $\times 0.2$ 小时（单次考核不超过 100MWh）计为考核电量：

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. 故障录波月完好率 $\geq 98\%$ 。故障录波月完好率计算公式为：

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

式中：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。

（八）由于并网主体继电保护、安全自动装置异常，造成涉网一次设备被迫停运，每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时（单次考核不超过 300MWh）计为考核电量。

（九）新型储能因继电保护、安自装置动作等原因解列后，在未查明原因前不得自行并网，查明原因后须向值班调度员提出申请，并征得同意后方可并网。违反上述规定的，每次按全站额定容量 $\times 3$ 小时的标准进行考核。

第四十四条 一次调频控制系统保护配置考核

（一）控制信号冗余配置考核

每个独立的一次调频控制单元，其导叶/调门接力器行程反馈信号、频率或转速信号、有功功率信号均应采用“三取中”等冗余配置，冗余输入/输出（I/O）测点应分配在不同的模件上。不满足要求或未按要求整改的每月按并网主体额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

（二）控制电源冗余配置考核

一次调频控制系统应配置双电源冗余并满足《电力系统调度自动化设计规程》(DL/T 5003)的要求。不满足要求或未按要求整改的每月按并网主体额定容量×1小时计为考核电量。

第四十五条 新能源涉网保护管理考核

(一) 单机频率/电压保护定值管理

新能源单机频率/电压保护定值应满足最新国家标准,不应限制其频率/电压适应性,新能源场站修改定值后一个月内需及时报送调度部门。未按要求修改或未及时报送保护定值单的按并网主体额定容量×1小时计为考核电量。

(二) 安全自动装置频率/电压保护定值管理

新能源场站安全自动装置保护定值应依照最新国家标准管理,修改定值后需及时报送调度部门,未按要求修改或未及时报送保护定值单的按并网主体额定容量×1小时计为考核电量。

第四十六条 发电侧并网主体通信考核

(一) 载波设备月运行率、光纤设备月运行率、调度程控交换机和调度电话月运行率应不低于99.95%,调度电话月可通率应不低于100%,每降低1个百分点(含不到1个百分点),按额定容量×0.2小时计为考核电量。

通信电路(载波、光纤、交换机设备)运行率 = $\{1 - \Sigma[\text{中断路数(路)} \times \text{电路故障时间(min)}] / [\text{实用路数(路)} \times \text{全月日历时间(min)}]\} \times 100\%$ 。

调度电话月可通率 = $\{1 - \Sigma[\text{中断路数(路)} \times \text{电路故障时间(min)}] / [\text{实用路数(路)} \times \text{全月日历时间(min)}]\} \times 100\%$ 。

(二) 并网主体通信设备故障引起线路主保护单套运行时间超过 8 小时, 或引起安全自动装置非计划停用时间超过 72 小时, 每次按额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。并网主体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, 每次按全厂额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(三) 并网主体通信电路非计划停运(不可抗力除外), 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 8 小时, 每次按额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

(四) 并网主体通信异常或故障导致出现下列情形之一的(不可抗力除外), 每次按额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。未经许可对电网调度和发供电设备运行有影响的通信设施进行操作。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。引起调度自动化或调度电话业务中断时间 4 小时以上。造成电网与并网主体通信电路全部中断。与电力调度机构直接关联的通信光缆连续故障时间超过 24 小时。通信电源全部中断。录音设备失灵, 影响电网事故分析。未经许可改变通信系统运行方式。

(五) 并网主体至电力调度机构不具备两个及以上完全独立的通信传输通道要求的, 必须在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改, 逾期未完成的按额定容量 $\times 1$ 小时/月计考核电量。

第四十七条 新型储能通信考核

(一) 未经电力调度机构同意, 新型储能不得自行改变与电网连接的通信设备的运行状态、接线方式、接口参数。擅自改变的每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(二) 对新型储能通信装置进行如下考核: 新型储能通信装置和调度电话月度紧急重大缺陷消缺及时率 100%、调度电话月可用率 100%。以上指标(非新型储能原因除外)每降低一个百分点(不足一个百分点按一个百分点计), 按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(三) 新型储能生产实时控制业务通信通道中断, 中断故障时长小于 2 小时的, 每次按额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量; 中断故障时长超过 2 小时(含 2 小时)的, 每次按额定容量 $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(四) 新型储能通信电路非计划停用(不可抗力除外), 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, 且时间超过 24 小时的, 每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(五) 若因新型储能侧通信反措未及时执行, 造成新型储能对电网通信业务中断的, 每次按额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量。

(六) 新型储能通信电源全部中断(不可抗力除外), 每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(七) 新型储能通信设备故障, 引起继电保护或安全自动装置误动、拒动, 每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(八) 新型储能通信出现下列情形之一的(不可抗力除外), 每次按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。造成电网与新型储能通信电路全部中断1小时以上; 新型储能通信光缆连续故障时间超过24小时; 新型储能内录音设备失灵, 影响电网事故分析。

(九) 新型储能通信设备的配置应满足相关规程、规定要求, 并与电网侧的技术参数相匹配, 满足安全要求。不满足的, 新型储能应限期整改(最迟不超过12个月)。逾期未完成整改的, 则每月按照额定容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第四十八条 调度自动化设备考核

(一) 网、省调度并网主体远动链路双通道中断(远动仅有单通道的, 若发生通道中断视为双通道中断)时间超过10分钟, 按额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量; 后续未及时恢复的, 每增加30分钟按额定容量 $\times 0.3$ 小时计为考核电量。远动链路单通道中断的, 中断时间超过2小时, 按额定容量 $\times 1$ 小时计为考

核电量；后续未及时恢复的，每增加 2 小时按额定容量×1 小时计为考核电量。考核总量不超过并网主体当月上网电量的 2%。

地、县调度并网主体远动链路双通道中断（远动仅有单通道的，若发生通道中断视为双通道中断）时间超过 30 分钟，按额定容量×0.1 小时计为考核电量；后续未及时恢复的，每增加 30 分钟按额定容量×0.2 小时计为考核电量。远动链路单通道中断的，中断时间超过 2 小时，按额定容量×0.5 小时计为考核电量；后续未及时恢复的，每增加 2 小时按额定容量×0.5 小时计为考核电量。考核总量不超过并网主体当月上网电量的 2%。

（二）并网主体处于安全区 I、II 的业务系统的安全防护应满足国家有关规定和电力调度机构的具体要求。如电力调度机构检查发现并网主体不满足要求或擅自改变网络结构，每次按额定容量×0.5 小时计为考核电量；如由于并网主体原因造成电力调度机构业务系统被病毒或黑客攻击、网络异常，每次按额定容量×0.5 小时计为考核电量；如造成电网事故，每次按额定容量×1 小时计为考核电量。

并网主体安防设备月度在线率和密通率应达到 100%，因并网主体原因造成安防设备离线和故障，影响网安平台月度在线率和密通率的，每下降 0.01%，按额定容量×0.1 小时计为考核电量。

（三）并网主体计量点所安装的主、副电能表电量数据采集完整率与准确率应达到 100%，每降低 1%（含不到 1 个百分

点), 按额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

(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 $\times 1$ 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 $\times 0.5$ 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 $\times 1$ 小时计为考核电量。

(五) 对网、省调度并网主体自动化信息传输不完整, 限期要求整改。未按要求进行整改的, 每日按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量, 考核总量不超过其当月上网电量的2%。

对地、县调度并网主体自动化信息传输不完整, 限期要求整改。未按要求进行整改的, 每日按额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量。考核总量不超过其当月上网电量的2%。

(六) 网、省调度并网主体未经调度许可, 擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的, 每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时计为考核电量; 已办理自动化检修工作票, 但未履行电话开工、竣工手续的, 每次按额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量。

地、县调度并网主体未经调度许可, 擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的, 每次按额定容量 $\times 0.3$ 小时计为考核电量; 已办理自动化检修工作票, 但未履行电话开工、竣工手续的, 每次按额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量。

(七) 并网主体事故时遥信误动、拒动, 每次按额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。并网主体正常运行时遥信信号不应频繁发生变位, 若单个遥信信号单日变位次数 ≥ 30 次或单日同一时刻所有遥信信号变位次数之和 ≥ 8 次, 按每日额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

(八) 并网主体遥测量数据跳变且跳变幅度大于额定容量 $\times 1$ 小时, 每次按额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

(九) 网、省调并网主体自动化设备(含网络和安全防护设备)配置和运行工况不满足国家、行业相关规定和电网安全运行要求的, 应在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改, 逾期未完成的每日按额定容量 $\times 0.1$ 小时计考核电量。

地、县调度并网主体自动化设备(含网络和安全防护设备)配置和运行工况不满足国家、行业相关规定和电网安全运行要求、未按照国家有关规定完成电力监控系统等保测评及安全评估相关工作的, 应在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改, 逾期未完成的每日按额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(十) 并网主体应按时配合调度机构完善调控云一、二次设备台账信息。逾期未完成的每日按额定容量 $\times 0.05$ 小时计为考核电量。

(十一) 故障计算时间以电力调度机构主站系统自动记录的厂站自动化设备实际故障开始时刻为起始时刻, 以电力调度

机构主站系统接收到正确自动化信息时刻为截止时刻。

第四十九条 励磁系统和 PSS 装置考核

(一) 按要求应配置而未配置 PSS 装置的机组, 每月按该机组容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

(二) 发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 月投运率应达到 100%。每降低 1 个百分点(含不足 1 个百分点)按该机组容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。经电力调度机构同意退出的时间段, 不纳入考核范围。

(三) 火电和燃气机组励磁系统顶值电压倍数不小于 1.8 倍(自并励静止励磁)、2.0 倍(交流励磁机励磁), 顶值电流持续时间不小于 10 秒, 水电机组(含抽蓄)励磁系统顶值电压倍数不小于 2.0 倍, 顶值电流持续时间不少于 20 秒, 达不到要求的, 每月按该机组容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

无进相能力机组, 在系统电压越上限时, 功率因数 ≥ 0.995 免于考核。

第五十条 高压侧或升压站电气设备考核

(一) 因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起重特大电网事故或电网侧重特大设备事故的, 每次按全厂额定容量 $\times 5$ 小时的标准进行考核。

(二) 因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起一般电网事故或电网侧一般设备事故的, 每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小

时的标准进行考核。

（三）因并网主体高压侧或升压站电气设备原因发生电力系统安全稳定导则规定的 N-2 事件的，每次按全厂额定容量×1 小时的标准进行考核。

（四）发生开关拒动的，每次按照全厂额定容量×1 小时的标准进行考核。

（五）因并网主体自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运的，每次按全厂额定容量×0.5 小时的标准进行考核。

（六）并网主体高压侧或升压站电气设备主设备发生影响设备和电网安全运行的缺陷，未按时采取措施或安排检修的，每次按全厂额定容量×0.1 小时的标准进行考核。

（七）风电场、光伏电站升压站电气设备主设备因其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，每次按照当月场站装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（八）风电场、光伏电站未按要求落实防污闪管理标准以及制度，每次按照当月场站装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（九）风电场、光伏电站因送出线路故障导致的，可豁免考核。

第五十一条 水电厂水库调度考核

(一) 并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业有关规定和电力调度机构的调度规程有关规定的要求，向电力调度机构及时报告对电厂发电能力及安全运行造成重大影响的突发情况，定期报送年、月、周气象水文趋势预报，月度、年度、特殊时段运行总结及年度运行方式等。每迟报或漏报一项，按额定容量 $\times 1$ 小时(单次考核不超过 50MWh)计为考核电量。

(二) 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及运行管理工作，制定水调自动化系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行。电力调度机构及水电厂应加强水调自动化系统维护，并网主体应按规定向电力调度机构水调自动化系统自动传送水库运行相关信息，保证管理范围内通信通道的畅通，保证上传信息的准时、合格，否则每次按额定容量 $\times 1$ 小时(单次考核不超过 50MWh)计为考核电量。

(三) 并网水电厂发生影响水电机组正常运行的水库调度事件后，应及时汇报电力调度机构，未及时报告每次按额定容量 $\times 1$ 小时(单次考核不超过 50MWh)计为考核电量。

(四) 不具备向电力调度机构水调自动化系统自动传送水库运行相关信息的并网水电厂，每月按额定容量 $\times 1$ 小时(单次考核不超过 80MWh)计为考核电量。

(五) 具备向电力调度机构水调自动化系统自动传送水库运行相关信息的并网水电厂，参照行标《电网水调自动化功能

规范》(DL/T316)的考核指标(月通信畅通率 $\geq 95\%$,月数据准时率 $\geq 90\%$,月数据合格率 $\geq 98\%$)进行考核。三率均合格不考核电量;三率中任一指标不合格,月度按额定容量 $\times 1$ 小时(单次考核不超过10MWh)计为考核电量;三率中任意两个指标不合格,月度按额定容量 $\times 2$ 小时(单次考核不超过20MWh)计为考核电量;三率均不合格,月度按额定容量 $\times 4$ 小时(单次考核不超过40MWh)计为考核电量。

(六)并网水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 $\times 1$ 小时计入考核电量。

第五十二条 风电场、光伏电站应开展功率预测工作,保证功率预测系统的稳定运行,按要求及时、完整、准确向电力调度机构传送现场气象信息、发电设备运行信息和预测信息。

(一)风电场、光伏电站应按照电力调度机构要求报送调度侧功率预测建模所需的历史数据,未及时报送或错报、漏报,每次按照全场站当月上网电量的0.5%考核。

(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场站当月上网电量的 2%。

（三）风电场、光伏电站应按要求向电力调度机构报送日前、超短期和中期功率预测曲线，上报率应达到 100%，未及时报送或错报、漏报，每次按照全场站当月上网电量的 0.1%考核。日前、超短期和中期功率预测上报率当月累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的 2%。具体报送要求为：

1. 每日 9:00 前报送次日 0h 至未来 240h 发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。

2. 每 15min 自动向电力调度机构滚动上报未来 15min-4h 的发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。

（四）风电场、光伏电站发生影响机组正常运行的突发事件后（例如覆雪、倒塔等），应及时汇报电力调度机构，未及时报告每次按额定容量×1 小时（单次考核不超过 30MWh）计为考核电量。

第五十三条 新型储能应按电力调度机构要求将储能充放电时间、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，未按要求完成接入或传送的，每日按额定容量×0.1 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×1 小时。

第五十四条 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 $\pm 1.5\%$ 。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，按每项每次全站额定容量 $\times 0.1$ 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 $\times 1$ 小时。

第五十五条 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，每次按全站额定容量 $\times 0.1$ 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 $\times 1$ 小时。

第五十六条 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的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，每项每天按照场站额定容量 $\times 1$ 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%。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。

第五十七条 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的0.5%考核，直至提交正式报告。

第五十八条 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的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，每项每天按照场站额定容量 $\times 0.3$ 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 $\times 1$ 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。

第五十九条 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。

第六十条 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。

第六十一条 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。

（一）继电保护、调频等涉网性能参数应满足接入电网安全稳定运行要求。

（二）调度通信设备和参数应满足调度通信要求。

(三) 调度自动化设备的功能、性能参数和运行达到国家和行业有关标准、规定要求。

(四) 直控型可调节负荷技术支持系统应能够实时监控和回溯负荷侧资源的调节情况，回溯期限不少于 6 个月，并接受监管部门的监管核查。

(五) 直控型可调节负荷应实现向运营范围内全部负荷终端下发 APC (Automatic Power Control, APC) 指令或计划曲线，其中具备功率指令或计划值接收能力的负荷终端数量及总容量占比均应不低于 80%。

(六) 直控型可调节负荷应在确保负荷终端设备安全的前提下尽快实现功率控制目标响应，从聚合平台收到调度总指令到负荷终端收到分解指令的时延应不大于 5s。

(七) 直控型可调节负荷确保单体控制目标满足负荷终端安全约束和负荷用户用电需求双重约束。

(八) 直控型可调节负荷上送调度数据应稳定运行超过 15 日。

第六十二条 并网发电厂须加强运行管理，防止因电厂自身原因引起的电网功率振荡、电压振荡等系统性安全事件。若发生因电厂自身原因引起的功率振荡、电压振荡等系统性安全事件，每次考核电量 20 万千瓦时。

第三章 考核实施

第六十三条 电力调度机构根据本细则，统一全网评价标准，按照专门记账、收支平衡原则，负责并网运行管理的具体实施工作，对并网主体运行情况进行考核。

第六十四条 并网运行考核的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，有资质的机构出具的试验报告，电力调度机构制定的发电计划曲线、检修计划、电压曲线，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，电能量遥测采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音、调度日志，保护启动动作报告及故障录波报告。

第六十五条 考核费用计算

（一）发电侧并网主体及新型储能的实际考核费用按照湖南省同类型电源上一年平均上网电价 $\times H_8 \times$ 考核电量计算得出。 H_8 为考核费用计算调整系数。

（二）直控型可调节负荷并网运行管理考核费用金额计算方式如下：

$F_{\text{直控型可调节负荷考核金额}} = Q_{\text{直控型可调节负荷考核电量}} \times 0.1 \times$ 发电侧并网主体深度调峰第二档补偿标准。

第六十六条 所有项目均按月进行统计和结算，在下一个月度的电费支付环节兑现。月度分项考核费用，按“谁提供、谁

获利”原则，并考虑不同类型并网主体运行特性进行分项平衡结算。

220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
一次调频	220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄	220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄	按照一次调频补偿费用占比进行返还
AGC	220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄	220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄	按照 AGC 补偿费用占比进行返还
其他	220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄	220kV 及以上上网省调直调的水电、火电、抽蓄	按照并网主体月度上网电量占比进行返还

新型储能平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
所有考核项目	新型储能	新型储能	按照新型储能月度上网电量占比进行返还

风电、光伏平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
所有考核项目	风电、光伏	风电、光伏	按照风电、光伏月度上网电量占比进行返还

直控型可调节负荷平衡结算原则：

项目	考核主体	返还主体	返还原则
所有考核	直控型可调节负	直控型可调节负	按照直控型可调节负荷月度下

项目	荷	荷	网电量占比进行返还
----	---	---	-----------

并网主体月度考核结算费用等于该主体月度考核返还费用减去月度考核费用。当出现结算费用为负数，且当期发电上网电费不足以抵扣结算费用时，不足部分在下月结算，以此类推，直至将全部结算费用结清为止。

地县级电力调度机构调度管辖范围场站的考核费用在全省平衡。

第六十七条 本细则规定的考核实施情形，未经特别声明，均指由并网主体责任引起，非并网主体责任引起的不予考核。

第四章 信息披露

第六十八条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核、返还、补偿、分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第六十九条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和返还结果，向相关并网主体开放数据接口。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善并网运行考核信息披露标准格式及相关明细表格模板，报湖南能源监管办审定后实施。

第七十条 每日 17:30 前，电力调度机构应向所有并网主

体披露前一日各并网主体各项运行考核信息（包括但不限于考核项目、考核电量、考核原因、考核电量计算方法等）。每月 10 个工作日内，电力调度机构应向所有并网主体公示上月各并网主体各项并网运行考核、返还初步结果，并提供相关数据供计算核对。公示内容包括管辖范围内所有机组运行情况、考核/返还及免考核信息等。机组运行情况包括但不限于全网机组开停机信息，非计划停运机组名称、容量、原因等。考核信息包括但不限于考核项目、考核电量、考核原因、考核电量计算方法等。免考核信息应包含考核内容、考核时间、考核原因、并网主体减免考核申请、相关证明材料、电力调度机构出具的减免考核意见、减免考核政策依据等。每台机组的相关信息均应向所有并网主体公示，确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第七十一条 并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体询问的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。因复核或者豁免考核原因，导致初步结果有调整的，相关结果应重新公示 3 日，并向所有并网主体公示调整结果及调整原因。

电力调度机构会同电力交易机构于每月 20 日前汇总考核和返还等公示内容，报湖南能源监管办，抄送地方政府有关部门。无异议后，由电力调度机构执行，由电力交易机构出具结算依据。

每月 25 日前，电力调度机构应以正式文件等形式向并网主体发布上月电力并网运行管理情况，抄送地方政府有关部门。

第五章 监督与管理

第七十二条 湖南能源监管办负责监管本细则的实施，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。并网主体可通过 12398 监管热线、微信公众号、APP 和电子邮箱等多种形式向湖南能源监管办反馈问题和线索。

第七十三条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。纳入调度管辖的并网主体与电网企业应定期签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后 10 个工作日内向湖南能源监管办备案。

第七十四条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。省级及以上电力调度机构按月向湖南能源监管办报告电力调度运行管理情况，并在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报。

第七十五条 电力调度机构应按照国家能源局及其派出机构有关要求，将电力并网运行管理技术支持系统向湖南能源监管办开放，或开放数据接口将电力并网运行管理技术支持系统接入监管信息系统。

第七十六条 并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议

的，可向湖南能源监管办提出申诉，由湖南能源监管办依法依规进行处理。经湖南能源监管办组织认定后，相关费用在后续月份予以多退少补。原则上申诉有效期不超过 12 个月。

第七十七条 每月 25 日前，电力调度机构应以正式文件等形式向所有并网主体发布，并向湖南能源监管办报告上月电力并网运行管理情况。

第七十八条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信息。

第七十九条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网主体并网运行管理，不得擅自调整算法和参数，不得对本细则未规定的事项进行减免考核，确保数据真实、准确和及时，应保存并网运行管理数据至少两年。

第八十条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，向湖南能源监管办提交相关分析报告或规则调整建议。湖南能源监管办根据有关建议和实际情况需要及时调整和完善有关条款及考核标准。有关国家、行业标准更新修编的，参照最新标准执行。

第八十一条 电网企业违反本细则相关规定的，由湖南能源监管办责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十一条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其

他直接责任人员提出处理建议。

第八十二条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由湖南能源监管办责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十四条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

（一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构人员依法履行监管职责的。

（二）提供虚假或者隐瞒重要事实的信息的。

（三）违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第六章 附则

第八十三条 本细则由湖南能源监管办负责解释。

第八十四条 本细则自印发之日起执行。《关于修订增补“两个细则”有关条款的通知》（湘监能市场〔2017〕50号）、《湖南电网风电场、光伏电站并网运行管理实施细则》（湘监能市场〔2022〕16号）及其相关补充规定同时废止。

二次调频（AGC）技术、调节过程定义要求

一、二次调频（AGC）技术要求

（一）发电企业应在机组首次并网前 90 日向电力调度机构提供 AGC 系统技术资料，并应包括下列内容：AGC 系统说明书、控制逻辑、涉网设备控制参数、设计图纸等；AGC 设计性能指标，包括运行范围、调节速率、调节精度等。

（二）新建或改扩建的发电企业应完成 AGC 联调试验。

（三）并网主体的有功调节能力发生变化，AGC 调节范围或控制策略改变的应在并网发电后 1 个月内重新进行 AGC 试验。AGC 系统设备改造、软件升级、参数修改和控制逻辑变更等影响试验结果的应重新进行 AGC 试验。

（四）配建储能（火储、风储、光储等）应满足《电厂侧储能系统调度运行管理规范》(DL/T2314)相关 AGC 技术要求。

二、AGC 调节过程定义及相关要求

（一）AGC 考核计算数据以调度端数据为准，并网主体有功出力（新能源为场站集电线路功率）采样周期不大于 5 秒。若有效调节过程中并网主体 AGC 退出，仍然算有效调节过程进行考核计算。

(二) 指令 P_z 与出力 P 曲线发生交叉, 或指令 P_z 下发时刻, 调节过程开始。

(三) 指令 P_z 与出力 P 曲线再次发生交叉, 或指令 P_z 与出力 P 之差进入死区范围, 调节过程结束。

(四) 过程结束时的出力与过程开始时的出力之差为调节幅度 ΔP 。过程结束时的指令与过程开始时的出力之差为 ΔP_z 。过程结束时的时间与过程开始时的时间之差为调节过程调节时间 ΔT (秒)。

(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。

(六) P_z 为调节过程中任意一点的指令, P 为该点对应的实际出力, $\frac{\Delta P * (P_z - P)}{abs(P_z - P)}$ 小于 0, 该调节过程为反调节; 大于 0, 该调节过程为正调节。即指令曲线在出力曲线之上, 要求机组加出力, 为升过程, 如机组加出力, ΔP 大于 0, 为正调节, 否则为反调。

一次调频技术要求及指标计算、考核度量方法

一、一次调频技术要求

(一) 功能及参数设置

1.控制优先级

其他功率或频率控制系统（AGC、有功功率闭环调节等）应与一次调频相协调，不应限制一次调频功能。

2.控制回路运算周期

(1) 火电（不含燃机、燃油）、光热机组一次调频控制系统运算周期应不大于 100ms，燃气、燃油机组一次调频控制系统运算周期应不大于 50ms。

(2) 水电机组一次调频控制系统运算周期应不大于 40ms。

3.控制单元冗余保护配置

每个独立的一次调频控制单元，其导叶/调门接力器行程反馈信号、频率或转速信号、有功功率信号均应采用“三取中”等冗余配置，冗余输入/输出（I/O）测点应分配在不同的模件上。

4.人工死区

(1) 燃机、电液型汽轮机调节控制系统的火电机组一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

(2) 机械液压调节控制系统的火电机组一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

(3) 水电机组一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

(4) 风电场、光伏电站一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

(5) 新型储能一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

(6) 直控型可调节负荷一次调频的人工死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

5. 调差系数 K_c

(1) 火电机组为 4% ~ 5%。

(2) 水电机组不大于 3%。

(3) 风电场、光伏电站为 2% ~ 10%。

(4) 新型储能为 0.5% ~ 3%。

(5) 直控型可调节负荷为 5%。

6. 负荷限幅

应设置运行最大功率限幅功能，防止一次调频动作后超过允许的最大功率运行。

(二) 涉网性能参数

未经电力调度机构许可，不得擅自改变调速系统、协调控制系统和一次调频控制系统相关涉网性能参数设置。

(三) 涉网性能试验

并网主体应按照《电力系统网源协调技术导则》(GB/T

40594)、《并网电源一次调频技术规定及试验导则》(GB/T 40595)、《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》(DL/T 2313)、《可调节负荷并网运行与控制技术规范》(DL/T 2473.8)相关要求,经具备资质的机构开展一次调频涉网试验。

(四) 应急预案

并网主体应编制一次调频系统运行管理规程,制订电网大扰动应急预案。

二、一次调频性能评价指标

(一) 并网主体额定容量 P_n 定义

类型	并网主体额定容量 P_n
火电(不含燃机)、水电	单机额定容量
燃机	燃气+汽机
新型储能	储能并网额定充放电功率
新能源	场站并网额定容量
直控型可调节负荷	最大可调容量

(二) 一次调频贡献率 K 指数

1. 小扰动 $< 0.08\text{Hz}$ 一次调频贡献率 K 指数

类型	范围	贡献率 K 指数 $N_{\text{贡献率}}$
火电(不含燃机)	$P \geq 0.4P_n$	$K \geq 0.50$, $N_{\text{贡献率}}$ 取 1; $K < 0.50$, $N_{\text{贡献率}}$ 取 0
	$0.3P_n \leq P < 0.4P_n$	$K \geq 0.40$, $N_{\text{贡献率}}$ 取 1; $K < 0.40$, $N_{\text{贡献率}}$ 取 0

水电	P > 0	K ≥ 0.35, N _{贡献率} 取 1; K < 0.35, N _{贡献率} 取 0
新型储能、直控型可调节负荷	充、放电	K ≥ 0.70, N _{贡献率} 取 1; K < 0.70, N _{贡献率} 取 0
新能源、燃机	P > 0	K ≥ 0.60, N _{贡献率} 取 1; K < 0.60, N _{贡献率} 取 0
$N_1(\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{调节精度}}(i))$		
<p>注：式中 N_{贡献率}(i) 为第 i 次贡献率合格；T_{调节精度}(i) 为第 i 次调节精度合格；n 为满足考核条件的当月调频次数。</p>		

2. 大扰动 ≥ 0.08Hz 一次调频贡献率 K 指数

类型	范围	贡献率 K 指数 N _{贡献率}
火电、新能源	P > 0	K ≥ 0.80, N _{贡献率} 取 1; K < 0.80, N _{贡献率} 取 0
水电	P > 0	K ≥ 0.60, N _{贡献率} 取 1; K < 0.60, N _{贡献率} 取 0
新型储能、直控型可调节负荷	充、放电	K ≥ 0.90, N _{贡献率} 取 1; K < 0.90, N _{贡献率} 取 0
$N_2(\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{响应滞后时间}}(i) \times T_{\text{调节精度}}(i))$		
<p>注：式中 N_{贡献率}(i) 为第 i 次贡献率合格；T_{响应滞后时间}(i) 为第 i 次响应滞后时间合格；T_{调节精度}(i) 为第 i 次调节精度合格；n 为满足考核条件的当月调频次数。</p>		

3. 反调一次调频贡献率 K 指数

在调频性能事件有效统计内，若 K < 0，定义并网主体一次调频反调，小扰动或大扰动事件中单次调频不合格考核电量 ×2。

其中单次调频不合格电量定义：

若 N_1 或 N_2 为 1，小扰动考核 $F_{考核电量}$ 式中的 $A \times P_n$ 或大扰动考核 $F_{考核电量}$ 式中的 $B \times P_n$ 为单次调频不合格考核电量。

(三) 响应滞后时间 T 指数

类型	一次调频负荷响应滞后时间 T (秒) $T_{响应滞后时间}$
火电	$T < 3$, $T_{响应滞后时间}$ 取 1; $T \geq 3$, $T_{响应滞后时间}$ 取 0
额定水头 50 米及以上水电	$T < 4$, $T_{响应滞后时间}$ 取 1; $T \geq 4$, $T_{响应滞后时间}$ 取 0
额定水头 50 米以下水电	$T < 10$, $T_{响应滞后时间}$ 取 1; $T \geq 10$, $T_{响应滞后时间}$ 取 0
新型储能、新能源	$T < 2$, $T_{响应滞后时间}$ 取 1; $T \geq 2$, $T_{响应滞后时间}$ 取 0
直控型可调节负荷	$T \leq 3$, $T_{响应滞后时间}$ 取 1; $T > 3$, $T_{响应滞后时间}$ 取 0
$N_2(\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{贡献率(i)} \times T_{响应滞后时间(i)} \times T_{调节精度(i)})$	

(四) 调节精度 T 指数

频差范围	类型	贡献率 K 指数 $T_{调节精度}$
小扰动 $< \pm 0.06\text{Hz} $	火电、水电、新能源	$K \leq 2.30$, $T_{调节精度}$ 取 1; $K > 2.30$, $T_{调节精度}$ 取 0
	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、 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
大扰动	火电、水电、新能源、 新型储能	$K \leq 1.30$, $T_{调节精度}$ 取 1; $K > 1.30$, $T_{调节精度}$ 取 0

直控型可调节负荷	$K \leq 1.80$, $T_{\text{调节精度}}$ 取 1; $K > 1.80$, $T_{\text{调节精度}}$ 取 0
$N_1(\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{调节精度}}(i))$ $N_2(\text{不合格次数}) = \sum_{i=1}^n (1 - N_{\text{贡献率}}(i) \times T_{\text{响应滞后时间}}(i) \times T_{\text{调节精度}}(i))$	

三、评价指标具体计算方法

(一) 一次调频贡献率 K 的算法

一次调频贡献率 $K = (\text{一次调频实际贡献量} / \text{一次调频理论贡献量}) \times 100\%$, 即:

$$K = \frac{H_i}{H_e} \times 100\%$$

(二) 一次调频理论贡献电量的算法

理论一次调频积分电量 H_e 表示为:

$$H_e = \int_{t_0}^{t_1} \Delta P(\Delta f, t) dt$$

$$\Delta P(\Delta f, t) = -\frac{\Delta f(t)}{f_n \times K_c} \times P_n$$

其中:

$\Delta f(t)$: 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)。

f_n - 电网额定频率 50Hz。

f_t - 对应 t 时刻的电网频率 (Hz)。

K_c - 并网主体的调差系数。

(三) 一次调频实际贡献电量的算法

当系统频率偏差超过各并网主体规定的一次调频动作死区范围时，统计程序自动启动，以并网主体一次调频死区点的实际发电 P_0 为基点（取前 3 秒有功出力平均值，包含 P_0 ），向后积分有功功率变化量，直至系统频率恢复到动作死区以内。即并网主体的一次调频实际贡献电量 H_i 表示为：

$$H_i = \int_{t_0}^{t_i} (P_t - P_0) dt$$

式中：

H_i ：并网主体一次调频实际贡献电量；高频少发或低频多发电量为正，高频多发或低频少发电量为负。

t_0 ：系统频率超过并网主体一次调频动作死区的时刻。

t_i ：系统频率进入并网主体一次调频动作死区的时刻。

P_t ：t 时刻并网主体实际发电有功功率。

P_0 ： t_0 时刻并网主体实际发电有功功率；（取 t_0 时刻前 3 秒平均值）。

注 1：积分时长 $\Delta t = t_i - t_0$ ，其取值如下：

$$\Delta t = \begin{cases} \Delta t & (\Delta t < 60 s) \\ 60 s & (\Delta t \geq 60 s) \end{cases}$$

其物理意义为：积分时长最长为 60 秒，如果在 60 秒之内，频率返回到死区之内，则积分到返回死区时刻为止。

注 2: 调频人工死区 $\Delta f_{sq} \leq 0.033\text{Hz}$, 电网频率超 $\pm 0.033\text{Hz}$ 死区持续时间 ≥ 17 秒, 且调频前电网频率波动稳定在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 死区范围内时间持续 3 秒, 且与前次有效扰动时间间隔 ≥ 20 秒, 则本次频率波动过程给予有效调频性能事件统计。

注 3: 调频人工死区 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$, 电网频率超 $\pm 0.05\text{Hz}$ 死区持续时间 $\geq t$ 秒, 若 t 取 2 秒, 则本次频率波动过程给予有效动作事件统计; 若 t 取 8 秒, 且调频前电网频率波动稳定在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 死区范围内时间持续 3 秒, 且与前次有效扰动时间间隔 ≥ 20 秒, 则本次频率波动过程给予有效调频性能事件统计 (当月以有效性能事件考核优先, 若无有效调频性能事件则进行有效调频动作事件考核, 两类事件不重复考核)。

注 4: 大扰动发生时, 电网频率越过并网主体调频人工死区持续时间大于 3 秒开始数据计算, 直接给予有效调频性能事件统计。

注 5: 考核系统频率及并网主体有功出力的采样周期应不大于 1 秒。

注 6: 针对一次调频越死区扰动事件 (包含模拟扰动), 考核系统应具备离线查询分析功能。

(四) 并网主体一次调频合格率算法

一次调频月度合格率 $Q_{\text{合格率}} = (\text{一次调频当月合格次数} / \text{一次调频当月调频总次数}) \times 100\%$, 即:

$$Q_{\text{合格率}} = \frac{N_{\text{当月合格次数}}}{N_{\text{当月调频总次数}}} \times 100\%$$

纳入免考的一次调频动作次数，不再计入当月调频总次数。

(五) 并网主体一次调频动作正确率算法

一次调频动作正确率(%) = 一次调频当月调频动作正确次数 × 100% / 并网主体当月调频动作总次数

(六) 并网主体一次调频投运率算法

一次调频月投运率(%) = 一次调频月投运时间(小时) × 100% / 并网主体月并网运行时间(小时)

直控型可调节负荷技术要求

一、直控型可调节负荷基本要求

（一）直控型可调节负荷应满足所接入电力调度机构的业务技术要求，具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性满足所参与辅助服务品种的具体要求，聚合平台还应具备控制、管理多个负荷侧资源（含用户侧储能）的技术支持系统和相关能力。

（二）直控型可调节负荷应向并网运行管理相关技术支持系统提供所代理电力用户的信息，包括但不限于：用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、电压等级、用电性质、资源类型、资源所属地区、最大调节容量、最小调节容量等。

（三）聚合平台需要与所代理的电力用户签订辅助服务代理合同，并在电力调度机构登记备案，建立代理关系，作为代理参与辅助服务及结算的执行依据，电力用户可自主选择聚合平台签订代理合同，形成唯一的代理关系。一个法人单位仅能由一个聚合平台代理参与提供辅助服务。

（四）聚合平台的代理关系发生变化时，应及时向电力调

度机构上报并更新其容量、最大调节容量、最小调节容量等相关数据。

（五）直控型可调节负荷应按相关技术标准和调度要求制定现场运行规程，并报送电力调度机构备案。

（六）直控型可调节负荷并网运行调试前，应按相关技术标准及规程要求编制并网运行调试方案，经电力调度机构同意后进行并网运行调试。

（七）直控型可调节负荷的继电保护、通信设备、测量仪表等装置和设备应满足相关技术标准及规程要求。

（八）直控型可调节负荷参与系统调节期间，运行功率接受电力调度机构统一调度。

（九）电力调度机构应基于直控型可调节负荷上报的调节能力，结合系统需要统筹安排其计划调节曲线。

二、直控型可调节负荷管理要求

（一）电力用户参与电力辅助服务可采取以下两种方式。

大用户（独立参与）方式：具备与电力调度机构数据交互，且能够响应实时调度指令的电力大用户，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线，直接参与电力辅助服务。

聚合平台（代理参与）方式：电力用户可与聚合平台签订委托代理协议，按照平台功率调节分配指令调节自身用电负荷

曲线，按公平合理原则协商约定各自收益分成及责任义务，间接参与电力辅助服务。

（二）直控型可调节负荷管辖范围内新投产、变更聚合资源或调节性能、容量时，需要向调度机构提出测试申请，并重新出具能力测试报告。

（三）直控型可调节负荷每日 12:00 前应通过相关技术支持系统申报次日全天 96 点的调节能力曲线（区分上调和下调），每个时段 15 分钟。

（四）电力调度机构基于直控型可调节负荷上报的调节能力曲线，结合系统需要编制下达实时计划调节曲线。

三、直控型可调节负荷相关定义

现阶段，基准功率以 15 分钟平均功率计算，即 15 分钟电量/15 分钟。对于直控型可调节负荷，其基准功率取调用时段前最近 1 个未被调用的 15 分钟历史平均功率。

（一）调节能力：直控型可调节负荷在日前申报的运行日各时段向上调节容量及向下调节容量。

（二）计划调节曲线：电力调度机构在直控型可调节负荷被调用时段内下发的向上或向下计划调节容量曲线。

（三）实际负荷曲线：直控型可调节负荷在被调用时段内的实际功率曲线。

（四）实际调节容量：对于聚合资源均为储能的直控型可

调节负荷，各时刻的实际调节容量为其输出功率；对于其他类型直控型可调节负荷，各时刻实际调节容量为基准功率与实际功率之间的差值。

（五）调节电量：直控型可调节负荷在被调用时段内的累计电量，计算公式如下：

$$Q_T = \frac{\int_{t=0}^T |P_t - P_0| dt}{60}$$

其中， Q_T 为直控型可调节负荷的调节电量， P_t 为直控型可调节负荷在被调用时段内的实际有功功率， P_0 为基准功率， T 为被调用时长，单位为分钟。若直控型可调节负荷功率调节方向与系统需求方向相反，调节电量记为0。

四、直控型可调节负荷参与提供填谷辅助服务的技术要求

（一）每分钟上调速率应不低于直控型可调节负荷容量的1%。

（二）参与提供辅助服务的持续时长应不小于1小时。

（三）在计划执行过程中，直控型可调节负荷应及时、准确上送负荷实时功率，数据周期不应超过1分钟。

（四）聚合平台对计划调节指令响应时间不应超过1分钟。

（五）电力调度机构可基于直控型可调节负荷申报的系统负荷低谷时段调节能力，根据系统运行需求，提前半小时以上形成实时计划调节曲线，经安全校核后下达，直接调用满足条

件的直控型可调节负荷参与系统调节。

五、直控型可调节负荷参与提供削峰辅助服务的技术要求

（一）每分钟爬坡速率和下调速率应不低于直控型可调节负荷容量的 1%。

（二）参与提供辅助服务的持续时长应不小于 1 小时。

（三）在计划执行过程中，直控型可调节负荷应及时、准确上送负荷实时功率，数据周期不应超过 1 分钟。

（四）直控型可调节负荷对计划调节指令响应时间不应超过 1 分钟。

（五）电力调度机构基于直控型可调节负荷申报的系统负荷高峰时段调节能力，根据系统运行需求，提前半小时以上形成实时计划调节曲线，经安全校核后下达，直接调用满足上述条款要求的直控型可调节负荷参与削峰辅助服务。

附件 2-4

电力并网运行管理考核参数表

序号	参数指标	细则参数	取值
1	功率预测考核系数	H ₇	1
2	考核费用计算调整系数	H ₈	1

湖南中小型电厂并网运行管理实施细则

第一章 总 则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障湖南电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，进一步规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电网运行规则（试行）》《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》《国家能源局华中监管局关于印发〈华中区域电力辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域电力并网运行管理实施细则〉的通知》（华中监能市场〔2023〕129号）等有关法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

第二条 本细则适用于并入湖南电网运行的非网省调直调的公用及自备水电、火电（含燃煤、燃气、燃油、生物质、余热余压余气等）并网主体并网运行的考核、结算和监督管理等。

第三条 新建并网主体应按照《电网运行规则（试行）》《电

网运行准则》(GB/T 31464)等要求接入电网,并完成以下相关工作之后开展并网运行考核管理:

(一)火力发电机组按《火电发电建设工程启动试运及验收规程》(DL/T 5437)要求完成整套启动试运行时纳入。

(二)水力发电机组按《水电工程验收规程》(NB/T 35048)、抽蓄机组按照《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》(GB/T18482)要求完成负荷连续运行时纳入。

第四条 并网主体并网运行管理应遵循电力系统客观规律和建立社会主义市场经济体制的要求,贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针,实行“统一调度、分级管理”,坚持“公开、公平、公正”的原则。

第五条 国家能源局湖南监管办公室(以下简称湖南能源监管办)依法对并网主体并网运行管理及考核情况实施监管;电力调度机构按照调度管辖范围具体实施并网主体的并网运行管理工作;电力交易机构负责披露并网运行考核返还结果,出具结算依据;电网企业负责并网运行管理费用结算。

第二章 并网运行管理

第一节 运行管理

第六条 电力调度机构应按其调度管辖范围负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调,按照有关规定组织制定电力调

度管理规程和涉及电网运行的接口技术规范，并报湖南能源监管办备案后施行。并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，共同维护电力系统安全稳定运行。

第七条 并网发电厂应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照国家能源局和国家市场监督管理总局印发的《并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，按湖南能源监管办要求备案，无协议（合同）不得并网运行。双方达不成协议的，可向湖南能源监管办申请调解。

第八条 新投产并网发电厂应满足《发电机组并网安全条件及评价》（GB/T 28566）等相关标准规定。对不符合并网安全运行有关要求的，电力调度机构应拒绝其并网运行，并向发电厂下达拒绝并网通知书，提出整改意见。

已投产并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和全自动装置、调度通信、调度自动化、励磁系统及电力系统稳定器（PSS）装置、调速系统和一次调频控制系统、调压、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等，运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。发现不满足相关要求的，每次按全厂

额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） \times 1 小时的标准进行考核，并由调度机构下达整改通知，电厂应确保按期完成，对于未按期完成整改的电厂，从超期当日起至完成整改前按照期间发电量的 5% 进行考核。存在危及电网运行安全隐患且拒不整改的，电力调度机构可以对其予以解列。

第九条 发电厂每年至少应开展一次涉网安全专项检查。重点检查涉网继电保护和安全自动装置、励磁系统和调速系统、电厂高压侧或升压站电气设备、调度通信和自动化设备、电厂自有产权送出线路通道等涉及电网安全稳定运行的设备的健康状况和运行、管理情况。对于检查发现的重大问题和隐患，电厂应及时进行整改。对于重大安全隐患，应以书面形式报湖南能源监管办和相关调度机构，并限期完成整改。

电力调度机构应对涉及电网安全稳定运行的设备进行安全检查，针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施；并网发电厂应落实电力调度机构制定的反事故措施。对并网发电厂一、二次设备中存在影响电力系统安全运行的问题，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。对于未制定整改计划的发电厂按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） \times 1 小时计为考核电量；对于未按期完成整改的发电厂，从超期当日起至完成整改前按照期间发电量的

5%进行考核；造成事故事件后果的，从超期当日起至发生事故事件前按照期间发电量的10%进行考核。发生电力安全事故（事件）后，在未获得电力调度机构允许前发电厂不得并网运行。

第十条 电力调度机构应制定防止电网大面积停电事故预案，合理设置黑启动电源，制定黑启动方案，还应针对电网方式变化和特点组织电网联合反事故演习和实施必要的黑启动试验。并网发电厂要按照所在电网防止大面积停电事故预案的统一部署，积极配合落实事故处理预案；要制定可靠完善的保厂用电措施、全厂停电事故处理预案和内部黑启动方案，并进行应急演练，报电力调度机构备案；并根据电力调度机构的要求参加电网联合反事故演习。对于未按规定制定保厂用电措施、全厂停电事故处理预案和内部黑启动方案的发电厂，每缺一项按全厂额定容量（不足1兆瓦的按1兆瓦计算） $\times 0.5$ 小时计为考核电量；对于无故不参加电网联合反事故演习的发电厂，每次按全厂额定容量（不足1兆瓦的按1兆瓦计算） $\times 2$ 小时计为考核电量。每月考核电量不超过当月发电量的5%。

第十一条 并网发电厂发生事故后，相关发电厂应严格按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》《电力安全生产监督管理办法》和有关法律法规规定，积极配合做好事故调查工作，及时提供所需的保护及安控装置动作报告、故障录波数据、事故

时运行状态和有关数据资料。发电厂拒绝配合，或者提供虚假材料、隐瞒保护误动、拒动事实的，每次按事故机组额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 2$ 小时计为考核电量。

第十二条 并网发电厂应配备厂网交互 PC 端或下载厂网交互移动端，并通过厂网交互平台开展厂站运行信息报送、火电燃料信息报送、调度顶峰指令接收、日发电计划报送和接收等工作。不按要求开展上述工作的每天按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.5$ 小时计为考核电量。每月考核电量不超过当月发电量的 10%。

第十三条 并网发电厂应严格服从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。并网发电厂出现《湖南地区电力调度规程》《湖南配网电力调度控制规程（试行）》中所列举的违反调度纪律的行为之一者，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 1.5$ 小时计为考核电量。

第十四条 电力调度机构根据月度发电计划、检修计划、负荷需求预测、电网安全约束以及经核定的发电机组最高最低出力

等条件，并参照发电企业申报的日发电要求，经综合平衡后，下达各发电厂日发电调度有功计划曲线（以下简称日发电计划），并对日发电计划执行率进行考核。发电厂应及时确认次日发电计划，未确认的每天按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.3$ 小时计为考核电量，每月考核电量最高不超过当月发电量的 10%。

日发电计划执行率不低于 95%；如低于 95%，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.1$ 小时计为考核电量，以此类推。当日考核电量不超过当日发电量的 10%。

日发电计划执行率按以下公式计算：

$$E_i = \left| \frac{P_i - S_i}{K} \right| \quad A = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} E_i^2} \right)$$

其中：A 为日发电计划执行率，E 为 i 时段（每 15 分钟一个时段）的引用误差，P 为 i 时段的实际发电出力，S 为 i 时段的发电计划值，K 为计划基准值（装机容量 $S_n \geq 60$ 兆瓦， $K = S_n$ ； $S_n < 60$ 兆瓦， $K = 60$ ）。

因天气、水情变化或流域综合利用要求等原因，水电厂机组无法按日发电计划运行时，水电厂可提前 30 分钟向电力调度机构提出修改申请，一天内最多可以修改 5 次。申请被批准后，即

按修改后的日发电计划进行日发电计划执行率考核。

下列情况免于日发电计划执行率考核：

1. 电力调度机构不足 30 分钟下达的日发电计划变更，自下达时刻起 30 分钟内，免于考核；
2. 机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，已经纳入非计划停运考核后，免于日发电计划执行率考核；
3. 机组按照调度指令调整出力时段，免于考核；
4. 10 千伏并网的电厂暂不参与发电计划执行率考核和返还。

第十五条 并网发电厂应按照调度下达的电压调度曲线(含修改，以下简称‘电压曲线’)运行。电厂母线电压合格点与不合格点每 5 分钟按以下规则统计：

1.当电厂所考核的母线电压符合电压曲线要求时，计为一个合格点。

2.当电厂所考核的母线电压小于电压曲线所要求的母线电压下限时：(1)如果机组的无功出力大于 0 且机组的功率因数不大于要求值（火电：0.85，水电：0.9），计为一个合格点。(2)其余情况，计为一个不合格点。

3.当电厂所考核的母线电压大于电压曲线所要求的母线电压上限时：(1)机组进相运行且无功出力的绝对值不小于电力调度机构下发的发电机组进相深度绝对值要求，计为一个合格点。

(2) 不具备进相能力的机组，机组功率因数大于等于 0.995 时，计为一个合格点。(3) 其余情况，计为一个不合格点。

月度母线电压合格率按以下公式计算：

月度母线电压合格率=[1-机组并网运行时月度母线电压不合格点数/机组月并网运行总点数]×100%

月度母线电压合格率应大于等于 99.8%，当月度母线电压合格率低于 99.8% 时，每降低 0.05 个百分点，按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算）×0.1 小时考核；当月度电压合格率高 于 99.8% 时，每提高 0.05 个百分点，按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算）×1 小时奖励。

下列情况免于电压合格率考核：

1. 全厂机组全停期间，免于考核，不纳入母线电压合格率统计计算；

2. 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，计为母线电压合格点；

3. 10 千伏并网的电厂暂不参与电压合格率考核、返还和奖励。

第十六条 机组调节性能考核

（一）进相性能考核

接入 110 千伏及以上电压等级的同步发电机组应进行机组进

相试验，进相深度应满足电网安全运行的需要，并经电力调度机构批准。未开展的，每月按机组额定容量×0.5小时计为考核电量。

新投产机组在进入满负荷试运行前应完成进相试验；未在规定时间内完成进相试验的机组，超过规定期限每月按机组额定容量×0.5小时计为考核电量。

在运机组容量发生变化后或通风等冷却系统改造后或机组接入电网方式等运行条件发生重大改变时应重新进行进相试验，励磁系统涉及低励限制功能的升级、改造后，应进行进相深度限制值及低励限制功能的校核试验，未开展的，每月按机组额定容量×0.5小时计为考核电量。根据进相试验结果，由电力调度机构核准机组进相运行限额值。电网运行需要时，未达到进相运行限额值的机组，每日按机组额定容量×0.5小时计为考核电量。

（二）一次调频考核

接入 35 千伏及以上电压等级的同步发电机组应具备一次调频功能。

1. 未具备功能考核

并网发电厂未具备一次调频功能，月考核计算公式为：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 3 小时， P_n 为机组额定容量。

2. 功能投入情况考核

并网发电厂应投入一次调频功能，不得擅自退出一次调频功能。一次调频功能未投运，月考核电量为：

$$F_{\text{考核电量}} = W_{\text{考核}} \times T_0 \times P_n$$

式中， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数，暂设置为 2%； T_0 为一次调频当月未投运小时数（经调度确认的合理退出时间段可不统计）， P_n 为机组额定容量。

3.性能考核

对 50 兆瓦及以上的水电机组、80 兆瓦及以上的火电机组实施一次调频性能考核。在电网频率超过并网发电厂一次调频死区（ Δf_{sq} ）及发生扰动期间进行一次调频性能考核时，原则上具体以电力调度机构 PMU 数据计算结果为准，并网发电厂 PMU 相关信号具备对应接入条件。并网发电厂一次调频性能考核包括 K 贡献率指数、响应滞后时间 T 指数以及调节精度 T 指数（详见附件）。每项考核包括小扰动考核、大扰动考核以及模拟扰动考核，其中电网最大频率偏差 $|\Delta f| < 0.08\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大频率偏差 $|\Delta f| \geq 0.08\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 0.08Hz ~ 0.183Hz。

（1）小扰动考核

$$F_{\text{考核电量}} = \delta_{\text{死区系数}} \times (A \times P_n \times N_1)$$

式中：若 $\Delta f_{sq} < 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 1；若 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区}}$

系数取 3。A 为 0.03 小时， N_1 为小扰动下的不合格次数， P_n 为机组额定容量。

$Q_{\text{合格率}} \geq 80\%$ ，并网发电厂月考核电量不超过 $P_n \times 1$ 小时； $50\% < Q_{\text{合格率}} < 80\%$ ，并网发电厂月考核电量不超过 $P_n \times 2$ 小时； $Q_{\text{合格率}} \leq 50\%$ ，并网发电厂月考核电量不超过 $P_n \times 3$ 小时。

(2) 大扰动考核

$$F_{\text{考核电量}} = \delta_{\text{死区系数}} \times (B \times P_n \times N_2)$$

式中：若 $\Delta f_{\text{sq}} < 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 1；若 $\Delta f_{\text{sq}} \geq 0.04\text{Hz}$ ， $\delta_{\text{死区系数}}$ 取 2。B 为 0.3 小时， N_2 为大扰动下的不合格次数， P_n 为机组额定容量。

(3) 模拟扰动考核

并网发电厂应按电力调度机构要求配置一次调频主动测试子站，电力调度机构应定期通过一次调频主动在线测试系统对并网发电厂进行模拟电网频率扰动测试，验证并网发电厂的大扰动调频性能是否满足电网安全稳定运行要求。具备深调能力的火电机组，一次调频主动测试的负荷区间应覆盖深调负荷下限。测试不合格的并网发电厂参照大扰动考核办法进行考核。测试应采取随机方式对电力系统所在控制区并网发电厂进行抽查，测试周期内的选取应不重复。

模拟扰动测试前须检查各项安全允许条件，测试过程中应保

障被测并网发电厂安全稳定运行。并网发电厂一次调频主动在线功能未经电力调度机构同意不可擅自退出，测试期间所造成并网发电厂的 AGC、电网实际一次调频相关考核应免考核。

4.调频动作正确性

在调频有效动作事件内，若 $\Delta f_{sq} \geq 0.04\text{Hz}$ 的并网发电厂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，并网发电厂当月调频动作正确率小于 85%，每次考核电量：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 0.15 小时， P_n 为机组额定容量。

并网发电厂月考核电量不超过 $P_n \times 5$ 小时。

5.传送虚假信号

发电侧并网发电厂传送虚假一次调频投运、调频动作、模拟扰动等相关信号的，一经发现，每次考核电量：

$$F_{\text{考核电量}} = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中， $T_{\text{考核}}$ 为 1 小时， P_n 为机组额定容量。

6.免考核情况

(1) 并网发电厂实际出力较低时 ($P_{\text{火电}} < 0.3P_n$ 、 $P_{\text{水电}}$ 、 $P_{\text{新能源}} < 0.2P_n$) 性能免于考核，当 $P_{\text{火电}} < 0.35P_n$ 时，一次调频减出力性能免于考核。

(2) 当一次调频与 AGC 指令同时存在且同向时，造成并网

发电厂一次调频调节精度 T 指数不合格，性能免于考核。

(3) 燃气机组在进入温控运行时，系统频率低需要增负荷造成的一次调频性能不合格事件免于考核，同时不参与当月一次调频考核费用返还。

(三) 励磁系统和 PSS 装置考核

1. 接入 110 千伏及以上电压等级的同步发电机组应具备 PSS 功能。按要求应配置而未配置 PSS 装置的机组，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

2. 发电机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 月投运率应达到 100%。每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）按该机组容量×0.1 小时计为考核电量。经电力调度机构同意退出的时间段，不纳入考核范围。

3. 火电和燃气机组励磁系统顶值电压倍数不小于 1.8 倍（自并励静止励磁）、2.0 倍（交流励磁机励磁），顶值电流持续时间不小于 10 秒，水电机组励磁系统顶值电压倍数不小于 2.0 倍，顶值电流持续时间不少于 20 秒，达不到要求的，每月按该机组容量×1 小时计为考核电量。

无进相能力机组，在系统电压越上限时，功率因数 ≥ 0.995 免于考核。

第十七条 机组可用性管理

（一）故障降出力考核

因机组故障无法按日发电计划运行时，电厂应及时向电力调度机构提出申请。电力调度机构根据电网运行情况，决定是否修改日发电计划，并告知电厂。修改申请被批准后，即按修改后的日发电计划进行日发电计划执行率考核。

造成电网限电、在电网限电期间或未经电力调度机构批准的出力降低，除按第十四条进行考核外，同时统计为降出力等效非计划停运时间，按机组额定容量×降出力等效非计划停运时间计为考核电量。

$$\text{降出力等效非计划停运时间} = \frac{\text{最大可调出力} - \text{实际最大出力}}{\text{最大可调出力}} \times \text{降出力运行时间}$$

出力运行时间。

最大可调出力：考虑水头效应后，机组正常可调出力最大值。

实际最大出力：发生故障降出力后，机组实际发电出力最大值。

（二）非计划停运考核

非计划停运是指并网发电厂处于不可用而又不是计划停运的状态。根据停运紧急程度，非计划停运分为以下 5 类：第 1 类非计划停运——直接跳闸、需立即停运或被迫不能按规定立即投入运行的状态（如启动失败）；第 2 类非计划停运——不需立即停运，但需在 6 小时以内停运的状态；第 3 类非计划停运——可

延迟至 6 小时以后，但需在 72 小时以内停运的状态；第 4 类非计划停运——可延迟至 72 小时以后，但需在下次计划停运前停运的状态；第 5 类非计划停运——计划停运因故超过允许期限。

非计划停运统计和考核标准：

（一）第 1、2、3、4、5 类非计划停运每发生一次分别按机组额定容量 $\times 1$ 小时、机组额定容量 $\times 0.5$ 小时、机组额定容量 $\times 0.3$ 小时、机组额定容量 $\times 0.2$ 小时、机组额定容量 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

（二）机组非计划停运期间，按机组额定容量 $\times 0.02 \times$ 停运时间计为考核电量。自电力调度机构同意电厂转为检修或备用状态起，不再按非计划停运考核。

（三）非电厂原因导致的非计划停运，包括电厂送出线路跳闸、稳控装置正确动作切机等，不计入考核。

（四）机组未按照电力调度机构规定时间并入电网或解网的，导致偏离发电计划曲线，按照日发电计划执行率考核；已安排开机计划，但由于电厂自身原因无法开出，计为一次第 1 类非计划停运。

（五）火电机组因原料供应不足需停机或无法开机时，需提前 2 天汇报电力调度机构，经同意后方可安排，否则计为一次第 1 类非计划停运。

(六) 机组计划大修后 (A/B 级检修) 首次并网运行, 火电机组 168 小时、水电机组 72 小时内的第一次故障停运不计入非计划停运次数和非计划停运时间。

(七) 新机组通过试运行投产后, 半年内发生的故障停运或降出力运行, 减半考核 (但不包括造成电网限电、在电网限电期间或造成电网频率波动超出规定范围的强迫停运); 半年后纳入全额考核。

第十八条 水库调度考核

(一) 水电厂按国家有关标准、电力行业有关标准要求建设水情自动测报系统和水库调度自动化系统。水电厂应加强水情自动测报系统或水库调度自动化系统建设、维护与管理工作, 并根据电力调度机构的要求, 及时进行本厂水情自动测报系统或水库调度自动化系统设备更新改造。在电力调度机构规定的期限内未完成水情自动测报系统或水库调度自动化系统的建设或改造的, 超过规定期限每月按全厂额定容量 $\times 3$ 小时计为考核电量。

(二) 装机容量 10 兆瓦及以上的水电厂应于每日 11 时前, 通过水库调度自动化系统报送后三天的入库流量过程预报; 每月 20 日前, 向电力调度机构提供下一个月的流域平均降雨量预报、水库流量预报和水库运用计划。未按时上报的, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(三)水电厂应于每月5日前,向电力调度机构报送上月水库运行月报表、日整编报表及月水库运行分析;每年1月10日前提供上年度水库运行报表和年度水库调度总结,每缺一项按全厂额定容量(不足1兆瓦的按1兆瓦计算)×1小时计为考核电量。

(四)装机容量6兆瓦及以上的水电厂水情实时数据不完整、不准确或传输中断2小时以上每次按全厂额定容量×0.5小时计为考核电量;由此造成防洪决策失误的每次按全厂额定容量×5小时计为考核电量。

(五)水电厂应按水库调度要求控制水位。违反水库调度控制水位调度指令的行为,视作严重违反调度纪律的行为进行考核,每次按全厂额定容量(不足1兆瓦的按1兆瓦计算)×5小时计为考核电量。

第十九条 燃料管理

火电厂应加强燃料库存管理,并结合燃料库存水平评估分析机组发电能力。火电厂应于每日11时前,通过厂网交互平台,报送燃料类型、上一日燃料消耗量、当前燃料库存量、未来3天预计到厂燃料量、燃料预计可用天数等数据以及影响出力原因。火电厂应于每月5日前,向电力调度机构报送上月机组运行以及燃料采购消耗库存分析月报表。未按时上报的,每次按全厂额定

容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

第二十条 调峰能力考核

（一）重大政治活动、迎峰度夏、迎峰度冬、节假日或极端天气等特殊时期电网企业应制定保供电方案和措施，并网发电厂应贯彻落实并及时响应电力调度机构下达的调峰顶峰指令，不按要求执行的每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 2$ 小时计为考核电量。

（二）火电厂调峰能力应达到以下标准：

1. 为确保电网安全调峰，具有供热功能的中小火电机组应经第三方有资质的单位测试调峰能力，并将有关参数和报告提交至电力调度机构，电力调度机构根据机组供热负荷确定调峰能力。

2. 垃圾焚烧类火电机组基本调峰能力上下限分别应为机组额定容量的 100% 和 80%。

3. 农林生物质、燃煤火电机组基本调峰能力上下限分别应为机组额定容量的 100% 和 70%。

4. 沼气、燃气机组基本调峰能力上下限分别应为机组额定容量的 100% 和 50%。

对火电机组调峰能力进行考核，当出现电厂实际出力上限低于运行机组基本调峰上限或电厂实际出力下限高于运行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，当日考核电量为：

$$|P_{\max} - P'_{\max}| \times 1(\text{小时}) \times \alpha_1 + |P_{\min} - P'_{\min}| \times 1(\text{小时}) \times \alpha_2$$

式中： P_{\max} 为运行机组基本调峰上限（兆瓦）；

P'_{\max} 为运行机组实际出力上限（兆瓦）；

P_{\min} 为运行机组基本调峰下限（兆瓦）；

P'_{\min} 为运行机组实际出力下限（兆瓦）；

α_1 、 α_2 为基本调峰的考核系数， $\alpha_1=0.2$ ， $\alpha_2=0.2$ 。

因检修、网络约束等原因受限情况除外。燃煤机组可调出力上限已在容量电价中予以考核的，在并网运行管理中不重复考核。

第二节 检修管理

第二十一条 检修管理

（一）并网发电厂应按照国家、行业标准及电力系统调度规程的相关规定，向电力调度机构提出年度、月度及日检修申请，并按照电力调度机构下达的年度、月度、日检修计划严格执行。并网发电厂应按照电力调度机构批准的检修工期按时完成检修任务。

（二）并网发电厂变更检修计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，应按照电力系统调度规程和有关规定执行。电力调度机构视电网运行情况和其他并网发电厂的

检修计划统筹安排,若无法安排变更检修计划,应及时通知电厂,并说明原因。

(三)并网发电厂检修工作由于电厂自身原因出现以下情况之一者,每次按全厂额定容量(不足1兆瓦的按1兆瓦计算) \times 1小时计为考核电量。

1.未按调度规程规定报送年、月检修计划;

2.计划检修工作不能按期完工,且未在规定时间内办理延期手续;

3.设备检修期间,办理延期申请超过一次;

4.未办理申请手续而擅自增加(或减少)工作内容;

5.未经调度同意开展临时检修工作。

第三节 技术指导和管理

第二十二条 并网发电厂应按国家、地方、行业标准和规定开展各专业技术监督工作。建立、健全技术监督体系,实行有效的技术监督管理,并设置专人负责技术监督工作。对技术监督中发现的重大问题及时上报湖南能源监管办并进行整改。

第二十三条 继电保护和安全自动装置考核

(一)并网主体应配合电网企业及时改造、更换到年限的继电保护及安全自动装置。未按规定改造、更换继电保护及安全自动装置,每月按全厂额定容量 \times 0.5小时的标准进行考核,直至完

成更换为止。

(二) 并网发电厂配置的发电机、变压器、线路继电保护和自动装置未按要求投运, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 1$ 小时计为考核电量; 导致电网事故扩大或造成电网继电保护和自动装置越级动作, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 3$ 小时计为考核电量。

(三) 由于并网发电厂原因导致继电保护和自动装置不正确动作, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 1$ 小时计为考核电量; 造成电网事故的, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 3$ 小时计为考核电量。

(四) 并网发电厂应及时对运行中继电保护和自动装置的异常信号和缺陷进行处理, 若因电厂侧装置原因未及时处理, 造成继电保护和自动装置退出运行超过 24 小时, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(五) 110 千伏及以上并网的发电厂均应配置继电保护信息子站, 满足相关接口规约和数据传输要求, 将继电保护装置的状态信息、告警信息、动作信息及故障录波数据接入继电保护信息主 (分) 站系统, 并确保正常运行。未按要求配置继电保护信息子站的, 每逾期一个月, 按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆

瓦计算) $\times 2$ 小时计为考核电量。未完成与继电保护信息主(分)站系统联调试验的, 每逾期一个月, 全厂额定容量(不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 1$ 小时计为考核电量。

(六)对以下管理要求未能达标者, 每次按全厂额定容量(不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 0.2$ 小时计为考核电量:

1.涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置及其二次回路应符合国家标准、电力行业标准、规程及反事故措施要求。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匹配;

2.在系统状态改变时, 应按电力调度机构的要求及时核算并修改所辖保护的定值及运行状态。

3.并网发电厂应在电力调度机构规定的期限内按电力调度机构下达的系统侧新限值核算涉网定值。

第二十四条 调度自动化设备考核

(一)并网发电厂自动化设备(包括监控系统、同步向量测量(PMU)装置、AGC/AVC、时钟系统及监测装置、调度数据网、二次系统安全防护设备)未按国家、行业相关规定和电网安全运行要求配置的, 应在电力调度机构下达整改通知期限内完成整改, 逾期未完成的每日按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量。

(二) 并网发电厂应向电力调度机构准确、实时传送必要的运动信息和 PMU 信息。信息传输不完整、信息不符合要求的，应限期整改；未按要求进行整改的，每日按全厂额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量，考核总量不超过其当月上网电量的 2%。

(三) 并网发电厂处于安全区 I、II、III 的业务系统的安全防护应满足国家有关规定和电力调度机构的具体要求，不满足要求或擅自改变网络结构的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.5$ 小时计为考核电量。如由于并网发电厂原因造成电力调度机构业务系统被病毒或黑客攻击、网络异常的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.5$ 小时计为考核电量；如造成电网事故的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 1$ 小时计为考核电量。

(四) 并网发电厂监控系统远动工作站、PMU 装置、AGC/AVC、时钟系统及监测装置、调度数据网、二次系统安全防护设备等自动化设备月可用率应不低于《电力调度自动化运行管理规程》(DL/T516) 中有关运行指标要求，每降低 0.1 个百分点（含不到 0.1 个百分点）每类每月按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 1$ 小时计为考核电量，多种设备不满足可用率要求的，按种类数累加考核电量。

(五) 并网发电厂未经调度许可，擅自退出或检修电力调度

机构管辖的自动化设备的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.3$ 小时计为考核电量。

（六）并网发电厂远程终端装置、计算机监控系统的考核：

1.事故时遥信发生错误的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 1$ 小时计为考核电量。

2.遥测月合格率、遥信月合格率低于 99% 时的，每降低 0.1 个百分点（含不到 0.1 个百分点）按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 1$ 小时计为考核电量。

第二十五条 通信考核

（一）并网发电厂通信设备、设施（以下简称通信设备）的配置，应满足国家标准、电力行业标准、规程及反事故措施要求，不满足要求的，每项每月按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 1$ 小时计为考核电量。

（二）并网发电厂涉网的通信设备检修，必须事前向电力调度机构申请，经批准后方可实施。未经批准擅自检修的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

（三）并网发电厂通信设备运行方式变更及故障处置应服从电力调度机构的调度指挥。违反调度指令并造成通信电路中断的，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 0.5$

小时计为考核电量。

(四) 并网发电厂通信设备故障, 造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大的, 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

(五) 并网主体通信异常或故障导致出现下列情形之一的 (不可抗力除外), 每次按全厂额定容量 (不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算) $\times 0.5$ 小时计为考核电量。

1. 影响电网调度和发供电设备运行操作的;
2. 造成调度自动化或调度电话业务中断 4 小时以上的;
3. 造成继电保护和安全自动装置通道中断 4 小时以上的;
4. 造成继电保护和安全自动装置误动、拒动, 但未造成电网事故或未影响电网事故处理的;
5. 造成与电力调度机构通信电路全部中断的;
6. 造成通信电路连续中断时间超过 24 小时的;
7. 录音设备失灵, 影响电网事故分析的。

第二十六条 接入 110 千伏及以上电压等级的新建、扩建发电机组应在机组试运行结束前, 向电力调度机构提交具备相应资质机构提供的调速器、励磁系统及 PSS、一次调频、发电机进相等参数实测报告、调试报告及相关并网性能检测报告。接入 35 千伏电压等级的新建、扩建发电机组应在机组试运行结束前, 向

电力调度机构提交具备相应资质机构提供的一次调频、发电机进相性能检测报告。发电机组的调速器、励磁系统及 PSS 改造应经电力调度机构同意，改造完成后 1 个月内应委托具备相应资质机构完成参数测试和现场试验工作，并将有关参数和报告提交至电力调度机构。发电机组的励磁系统、调速系统应定期委托具备相应资质机构开展性能复核试验(试验内容应包括但不限于励磁系统建模及参数实测试验、PSS 参数整定与投运试验、进相试验、一次调频试验、原动机及其调节系统参数实测等)，复核周期不宜超过 5 年，复核完成后 1 个月内应向电力调度机构提交试验报告。因电厂原因逾期未提交的，每项每天按机组额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量，月累计考核电量不超过并网发电厂当月上网电量的 1%。试验报告未通过审核的机组，电厂应在规定期限内完成整改，未按时完成整改的，每项每天按机组额定容量 $\times 0.1$ 小时计为考核电量，直至完成整改为止。

第二十七条 并网发电厂须加强运行管理，防止因电厂自身原因引起的电网功率振荡、电压振荡等系统性安全事件。若发生因电厂自身原因引起的功率振荡、电压振荡等系统性安全事件，每次按全厂额定容量（不足 1 兆瓦的按 1 兆瓦计算） $\times 5$ 小时（单次考核不超过 200MWh）计为考核电量。

第三章 考核实施

第二十八条 电力调度机构根据本细则，统一全网评价标准，按照专门记账、收支平衡原则，负责并网运行管理的具体实施工作，对并网发电厂运行情况进行考核。

第二十九条 并网运行考核的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，有资质的机构出具的试验报告，电力调度机构制定的发电计划曲线、检修计划、电压曲线，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，电能量遥测采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音、调度日志，保护启动动作报告及故障录波报告。

第三十条 对并网发电厂同一问题的考核原则上不重复计算，按考核力度大的条款执行。

第三十一条 并网发电厂的实际考核费用按照湖南省同类型电源上一年平均上网电价×考核电量计算得出。

第三十二条 所有项目均按月进行统计和结算，在下一个月的电费支付环节兑现。月度分项考核与奖励费用，按“谁提供、谁获利”原则进行分项平衡结算。

项目	考核/奖励主体	返还/分摊主体	返还原则
日发电计划执行率，母线电压合	35千伏及以上电压等级并网的电厂	35千伏及以上电压等级并网的电厂	按照并网发电厂月度上网电量占比进行返

格率，一次调频具备功能、投入及试验要求			还
进相性能、励磁系统和 PSS 装置	110 千伏及以上电压等级并网的电厂	110 千伏及以上电压等级并网的电厂	
一次调频性能	50 兆瓦及以上的水电机组、80 兆瓦及以上的火电机组	50 兆瓦及以上的水电机组、80 兆瓦及以上的火电机组	
水库调度	装机容量 6 兆瓦及以上的水电厂	装机容量 6 兆瓦及以上的水电厂	
燃料管理、火电厂调峰能力	火电厂	火电厂	
其他	所有并网发电厂	所有并网发电厂	

并网发电厂月度考核结算费用等于该电厂月度考核返还费用减去月度考核费用。当出现结算费用为负数，且当期发电上网电费不足以抵扣结算费用时，不足部分在下月结算，以此类推，直至将全部结算费用结清为止。

地县级电力调度机构调度管辖范围电厂的考核费用在全省平衡。

第三十三条 本细则规定的考核实施情形，未经特别声明，均指由并网主体责任引起，非并网主体责任引起的不予考核。

第四章 信息披露

第三十四条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核、返还、分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第三十五条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有并网发电厂披露相关考核和返还结果。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善并网运行考核信息披露标准格式及相关明细表格模板，报湖南能源监管办审定后实施。

第三十六条 每月 10 日前，电力调度机构应向所有并网发电厂公示上月各并网发电厂各项并网运行考核、返还初步结果，并提供相关数据供计算核对。公示内容包括管辖范围内所有机组非计划停运情况、考核/返还及免考核信息等。机组非计划停运情况包括但不限于全网非计划停运机组名称、容量、原因等。考核信息包括但不限于考核项目、考核电量、考核原因、考核电量计算方法等。免考核信息应包含考核内容、考核时间、考核原因、并网发电厂减免考核申请、相关证明材料、电力调度机构出具的减免考核意见、减免考核政策依据等。每台机组的相关信息均应向所有并网主体公示，确保运行结果公允，运行依据可追溯。

第三十七条 并网发电厂对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网发电厂询问的 3 个工作日内

内，应进行核实并予以答复。因复核或者豁免考核原因，导致初步结果有调整的，相关结果应重新公示 3 日，并向所有并网发电厂公示调整结果及调整原因。

电力调度机构会同电力交易机构于每月 20 日前汇总考核和返还等公示内容，报湖南能源监管办。无异议后，由电力调度机构执行，由电力交易机构出具结算依据。

第五章 监督与管理

第三十八条 湖南能源监管办负责监管本细则的实施，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。并网发电厂可通过 12398 监管热线、微信公众号、APP 和电子邮箱等多种形式向湖南能源监管办反馈问题和线索。

第三十九条 电力调度机构应按照湖南能源监管办有关要求，将电力并网运行管理技术支持系统向湖南能源监管办开放，或开放数据接口将电力并网运行管理技术支持系统接入监管信息系统。

第四十条 并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向湖南能源监管办提出申诉，由湖南能源监管办依法依规进行处理。经湖南能源监管办组织认定后，相关费用在后续月份予以多退少补。原则上申诉有效期不超过 12 个月。

第四十一条 每月 25 日前，电力调度机构应向所有并网发

电厂发布，并向湖南能源监管办报告上月电力并网运行管理情况。

第四十二条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网发电厂应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信息。

第四十三条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网发电厂并网运行管理，不得擅自调整算法和参数，不得对本细则未规定的事项进行减免考核，确保数据真实、准确和及时，应保存并网运行管理数据至少两年。

第四十四条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况，向湖南能源监管办提交相关分析报告或规则调整建议。湖南能源监管办根据有关建议和实际情况需要及时调整和完善有关条款及考核标准。有关国家、行业标准更新修编的，参照最新标准执行。

第四十五条 电网企业违反本细则相关规定的，由湖南能源监管办责令限期改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》第三十一条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

第四十六条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由湖南能源监管办责令限期改正；拒不改正的，按照《电力

监管条例》第三十四条的规定进行处罚，并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

（一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构人员依法履行监管职责的。

（二）提供虚假或者隐瞒重要事实的信息的。

（三）违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第六章 附则

第四十七条 本办法由湖南能源监管办负责解释。

第四十八条 本办法自印发之日起执行，《湖南电网 110 千伏及以下电压等级并网中小型公用电厂运行考核监管实施办法》（湘监能市场〔2016〕126号）同时废止。

抄送：华中能源监管局、国网华中分部。

国家能源局湖南监管办公室

2024年9月10日印发
