

附件 1

四川省电力并网运行管理实施细则 (征求意见稿)

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，保障四川电力系统安全、优质、经济运行和电力可靠供应及电力市场有序运营，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》《电网运行规则（试行）》《电力并网运行管理规定》等法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

本细则适用于并入四川省电力调度机构调度管辖的接入 35kV 及以上电压等级并网主体的考核、结算和监督管理等。35kV 以下的并网主体可根据当地实际情况，在不影响公平合理的前提下，参照本细则执行。

第二条 并网主体包括发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能。

(一) 发电侧并网主体是指电力调度机构管辖范围的火电（含燃煤、燃气及生物质发电等，其中生物质发电包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、

水电（含抽水蓄能）、风电（含配建储能的风电）、光伏（含配建储能的光伏）、自备电厂。

配建式储能应与配建主体作为统一调度单元参与并网运行考核。

（二）负荷侧并网主体是指能够直接响应调度指令的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。

（三）新型储能是指具备独立计量、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。纳入本细则管理的新型储能容量不低于 10MW/20MWh。

第三条 并网主体并网运行遵循电力系统客观规律、市场经济规律以及国家能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的电力安全生产方针，坚持公开、公平、公正的原则。

第四条 并网主体完成以下工作之日当月开展并网运行考核及结算：

（一）火力发电机组按《火力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；

（二）水力发电机组、抽蓄机组分别按照《水电工程验收规程》（NB/T 35048）《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;

(三)风电场、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)《风力发电机组验收规范》(GB/T 20319)及《光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796)完成工程验收,第一台风电机组或光伏逆变器并入电网;

(四)新型储能按照《电化学储能系统接入电网技术规定》(GB/T 36547)《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》(DL/T 2246.1~2246.9)《电化学储能系统接入电网测试规范》(GB/T 36548)《电化学储能电站调度运行管理》(DL/T 2247.1~2247.5)《参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范》(DL/T 2313)要求完成并网调试,第一台PCS并入电网;

(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;

(六)其他并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行。四川能源监管办依法对四川省区域内的电网企业、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评估和监管。依据本细则和四川能源监管办授权,电力调度机构负责对辖区内并网主体开展管理与考核,向电力交易机构推送考核返还结果;电力交易机构负责披露并网主体考核返还结果,出具结算依据;电网企业负责对经营范围内并网主体考核与返还结果进行结算。

第二章 并网运行管理

第一节 基本要求

第五条 并网主体应按照国家相关标准和政策开展前期、建设和验收等工作,达到国家规定的并网必备条件方可并网。

电网企业、并网主体均应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准及所在电网的电力调度规程、电气设备运行规则。并网主体应加强并网运行技术管理，保证并网运行满足《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）《发电机组并网安全条件及评价》（GB/T 28566）等相关国家、行业标准要求。

第六条 并网主体应在并网前，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、国家市场监督管理总局联合印发的《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》签订并网调度协议和购售电合同，并报四川能源监管办备案，无协议（合同）或过期失效的，不得并网运行。配建式储能应与配建主体作为统一调度单元签订并网调度协议。双方达不成协议的，可向电力监管机构申请调解。因并网主体原因造成并网调度协议（购售电合同）过期或失效的，每过期或失效 1 个月（不足 1 个月按 1 个月计算），按全厂额定容量×10 小时计为考核电量。

第七条 并网主体并网后，应按照《电力业务许可证监督管理办法》的相关要求，在规定期限内取得电力业务许可证（发电类）。并网主体因自身原因逾期未取得的，不得继续并网发电，调度机构不予受理其后续机组并网申请，直至其取得电力业务许可证（发电类）。对于发电业务许可证过期或失效的并网主体，每过期或失效 1 个月，按全厂额定容量×10 小时计为考核电量。

第八条 并网主体应在完成整套设备启动试运行时间点后 3 个月（风电、光伏发电项目在首次并网后 6 个月）内具备商业运

营条件，并以正式文件将相关材料报送电网企业。

因并网主体自身原因未按时完成转商运手续而尚未解网的，每逾期 1 个月按全厂额定容量×10 小时计为考核电量，不足 1 个月按 1 个月计算。

第九条 并网发电厂未向有关部门办理相关手续、未经电力调度机构许可，不得擅自解网转网运行。四川能源监管办将根据相关法律法规对擅自解网转网的并网发电厂开展行政执法，同时，将该并网发电厂纳入不良信用记录。

第十条 电网企业、电力调度机构、并网主体有义务共同维护电力系统安全稳定运行。电力调度机构按其调度管辖范围负责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电网运行的接口技术规范，并报四川能源监管办备案后施行。并网主体、电网企业均应严格遵守有关法律法规、规章制度、技术标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，相互配合，共同维护电力系统安全稳定运行。

第二节 安全管理

第十一条 四川能源监管办根据需要组织对并网主体、电网企业、电力调度机构开展或参与涉网安全管理相关情况进行评估、检查。发现并网主体存在违法违规行为的，四川能源监管办对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施或电量考核，考核电量每次按全厂额定容量×5 小时，造成涉网安全事件事件的，依据安全生产法等有关法律法规严肃处理；发现电网企业、电力调度机构开展涉网安全管理工作中存在违法违规问题的，四川能源监管办对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施。

第十二条 电力调度机构应加强并网主体涉网安全管理工作，在一定周期内实现检查对象、检查内容等全覆盖，同时加大对影响电力系统安全稳定运行的重大、共性问题的检查力度和频次。

第十三条 并网主体应做好涉网安全管理。并网主体并网前应开展涉网安全检查工作，并网后应定期开展涉网安全检查，其中：火电、水电及自备电厂按不超过5年为周期，风电、光伏及新型储能按不超过2年为周期，将检查报告向四川能源监管办报备，并报送电力调度机构。并网主体应落实电力调度机构提出的整改意见及措施，制定整改计划，明确完成期限，并及时将整改计划、完成期限及发现的问题和风险隐患报所属电力调度机构。未在规定时间内完成涉网安全检查并上报检查报告的，每月按全厂额定容量 $\times 5$ 小时计为考核电量，直至完成。未按要求报送整改计划、完成期限或自身原因导致未按计划时限完成整改的，每月按全厂额定容量 $\times 10$ 小时计为考核电量，直至整改完成。电网企业应积极配合并网主体落实相关整改意见及措施。未按计划完成整改且对电力系统运行构成重特大风险隐患的并网主体，不允许并网运行。

第十四条 电网企业及电力调度机构应针对电力系统运行中存在的安全问题、薄弱环节等，及时制定反事故措施。对涉及并网主体一、二次设备的措施，并网主体应制定整改计划并予以落实，并确保计划按期完成。对于未按要求落实反事故措施或未制定整改计划的，每逾期一天，按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量，每月累计考核电量不超过并网主体全厂当月上网电量的5%。造成电力安全事故（事件）的，每次按全厂额定容量 $\times 5$ 小

時計为考核电量，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。

第十五条 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。并网主体应按照所在电网防止大面积停电预案的统一部署，积极配合落实事故处理措施；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，定期根据方案开展反事故演习，并按相关电力调度机构要求按期报送。并网主体应按照相关调度机构的要求参加联合反事故演习，以提高并网主体对事故的反应速度和处理能力。对于未按要求制定事故处理预案的并网主体，每次按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。对于无故不参加电网联合反事故演练的并网主体，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小时计为考核电量。

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。

第十六条 电力调度机构确定为能够提供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，最大考核费用不超过该并网主体全厂当月上网电量的 10%。

第十七条 重大活动、节假日、极端天气等特殊保供电时期，电网企业、电力调度机构应制定保供电方案，提出安全保障措施。并网主体应落实相关要求，发现未落实相关要求的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量。

第十八条 电网企业、电力调度机构、并网主体应按照《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加强电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作的通知》（发改办能源〔2021〕641 号）《国家能源局关于印发〈电力安全隐患治理监督管理规定〉的通知》（国能发安全规〔2022〕116 号）等有关规定和相关法律法规要求，进一步强化涉网安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制建设，科学、规范开展涉网电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作。发现未建立和落实电力安全风险分级管控和隐患排查治理双重制度的，四川能源监管办依法依规予以处罚。

第十九条 电网企业、电力调度机构应及时向有关并网主体

通报电力安全事故（事件）情况，包括事故（事件）经过、原因及影响分析。并网主体应向电力调度机构报告涉及电网安全稳定运行的有关设备事故（事件）情况，按照有关规定配合相关机构进行事故调查，并按要求落实防范措施。

并网主体发生事故（包括电网事故涉及电厂），继电保护或安全自动装置动作后，并网主体应积极配合，在2小时内向电力调度机构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。未及时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事故处理的，每次按全厂额定容量×1小时计为考核电量。拒绝配合调查，或提供虚假材料，或隐瞒保护误动、拒动事实的，按全厂额定容量×2小时计为考核电量。

并网主体发生异常停运、事故跳闸等时，在未获得电力调度机构允许前，擅自并网的，每次按全厂额定容量×10小时计为考核电量。

第二十条 电网企业、并网主体应做好电力可靠性管理工作。四川能源监管办对电网企业、并网主体执行电力可靠性管理规章制度的情况进行监督管理，发现并网主体未按规定落实相关措施要求的，四川能源监管办对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施或电量考核，考核电量每次按全厂额定容量×1小时；发现电网企业未按要求落实相关措施要求的，四川能源监管办对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施。

第三节 运行管理

第二十一条 并网主体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的，每次视情节计算考核电量（单次考核电量不超过 1000MWh）：

1.不执行、无故拖延执行调度指令，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量，造成较大影响的，每次按全厂额定容量×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瞒报、谎报，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量×1 小时计为考核电量；造成较大影响的，每次按全厂额定容量×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、二次设备的状态或参数，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、励磁系统（包括 PSS）、高频切机、高频高压解列、低频低压减载、安全稳定控制装置、AGC、AVC、SVG、相量测量装置（PMU）、继电保护和安全自动装置、安全防护设备、自动化远动装置、电量采集终端设备等的状态、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×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。配建储能运行期间，若发生不限于功率振荡、继电保护、安全自动装置动作等导致解列的情况，应立即向电网调度机构汇报，查明原因并经调度机构同意后方可并网，未经电力调度机构值班调度员同意擅自并网的，每次按照配建储能主体额定容量 $\times 5$ 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

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），每次按全厂额定容量 $\times 1$ 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，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量，造成较大影响的，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 小时计为考核电量。

8.未如实向电力调度机构反映一二次设备的运行状态或运行信息，未造成较大影响的，每次按全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量，造成较大影响的，每次按全厂额定容量 $\times 2$ 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 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核;导致延误处理的,每次按额定容量 $\times 1$ 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 $\times 0.5$ 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核;造成后果的,每次按额定容量 $\times 5$ 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核;造成后果的,每次按额定容量 $\times 5$ 小时的标准进行考核。

第二十二条 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),电力调度机构修改调度计划曲线应提前5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1、7、8、12月及其它重要保电时期)分别进行考核,其中重点保供时期进行双倍考核。其它重要保电时期应提前向四川能源监管办备案,并提前向并网主体公示。

计划曲线考核取每分钟整点值计算。

（一）频率正常时

1. 水电（含抽水蓄能）、火电（燃煤、燃气、生物质）、风电、光伏在频率高于 49.95Hz 且低于 50.05Hz 的情况下，如果：

$|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max\{P_{\text{计划}} \times 2\% \text{ [MW]}\} > 0$ ，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 50MW 时，允许偏差范围为 1MW。

考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2 \times (|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| - \max\{P_{\text{计划}} \times 2\%, 1(\text{MW})\}) / 60(\text{MWh})$$

2. 水电（含抽水蓄能）、火电（燃煤、燃气、生物质）、风电、光伏在频率介于 49.95 ~ 49.93Hz 或 50.05 ~ 50.07Hz 的情况下，偏离计划曲线不再设置 2% 的死区，实际出力必须与日发电调度计划曲线一致。

考核电量为：

$$W_{\text{考核}} = 2 \times (|P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}|) / 60(\text{MWh})$$

（二）频率异常时

当频率小于等于 49.93Hz 及以下时，实低于有功计划曲线而少发电量，按 4 倍计为考核电量。当频率大于等于 50.07Hz 及以下时，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： $W_{\text{考核}} = 4 \times |P_{\text{计划}} - P_{\text{实际}}| / 60(\text{MWh})$ 。

（三）免于考核情况

1. 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。

2. AGC 投入运行期间调频(AUTOR)模式出现的偏差。

3.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。

4.根据系统运行需要，机组按照调度指令紧急调整出力时。

（四）当并网主体发生一次拒不执行或延迟 5 分钟以上执行下达的日发电计划曲线（含修正）情况时，不参与当月的日发电计划曲线考核费用返还。

第二十三条 新型储能应在规定时间前申报下一日充放电需求曲线，如未按时申报，则下一日最高可调出力默认为当前最高可调出力，电力调度机构于当日的 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。计划曲线考核取每分钟整点值计算。

1. 频率正常时

当频率高于 49.93Hz 且低于四川为 50.07Hz 的情况下，对新型储能的日充、放电计划曲线（含修正）进行考核。实际充、放电力不应超负荷指令电力的 1%（当负荷指令小于 25MW 时，允许偏差范围为 0.25MW），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 49.93Hz 及以下时，或当频率在四川为 50.07Hz 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，可豁免调度计划曲线考核：

1. 调度机构下达调度计划曲线 2 分钟内。
2. 下达的调度计划曲线超出新型储能实际的可调节范围。
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。

第二十四条 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（含修正）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 $Q_{\text{计划调节曲线执行偏差考核电量}}$ 的计算公式如下。

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

(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。

第二十五条 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，发电受限时段、经电力调度机构批准同意的功率预测相关系统检修期间或非电厂原因导致的非计划停运，包括跳闸、稳控装置正确动作切机等，功率预测结果不计入考核。

(一) 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%，否则按 $(83\% - \text{日前功率预测准确率}) \times \text{风电场额定容量} \times 1\text{h}$ 计为考核电量。第十日 217~240h 日前功率预测准确率应大于等于 70%，否则按 $(70\% - \text{日前功率预测准确率}) \times \text{风电场额定容量} \times 0.5\text{h}$ 计为考核电量。

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

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， C_{ap} 为风电场可用容量， n 为发电时段样本个数。

2. 风电场次日 0~24h 日前预测与实际功率相关性系数应大于 0.68。次日 0~24h 日前预测与实际功率相关性系数小于 0.68 时计为一次不合格，每次按风电场额定容量 $\times 0.2\text{h}$ 计为考核电量。

(省调建议改为：0.4)

$$\text{相关性系数 } r = \frac{\sum_{i=1}^n [(P_{Mi} - \bar{P}_M) \cdot (P_{Pi} - \bar{P}_P)]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - \bar{P}_M)^2 \cdot \sum_{i=1}^n (P_{Pi} - \bar{P}_P)^2}}$$

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， $\bar{P}_M$ 为所有样本实测功率的平均值， $\bar{P}_P$ 为所有样本预测功率的平均值， n 为发电时段样本个数。

3. 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（85%-日前功率预测准确率）×光伏电站额定容量×1.5h 计为考核电量。

第十日 217 ~ 240h 日前功率预测准确率应大于等于 75%，小于 75% 时按（75%-日前功率预测准确率）×风电场额定容量×1h 计为考核电量。

$$\text{日前准确率} = (1 - \frac{\sum_{i=1}^n |P_{Mi} - P_{Pi}|}{C_{ap} \times n}) \times 100\%$$

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， C_{ap} 为光伏电站可用容量， n 为发电时段样本个数。

（二）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（87%-超短期准确率）×风电场额定容量×1h 计为考核电量。

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

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, C_{ap} 为风电场可用容量, n 为发电时段样本个数。

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 (90%-超短期准确率) × 光伏电站额定容量 × 1.5h 计为考核电量。

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

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, C_{ap} 为光伏电站可用容量, n 为发电时段样本个数。

第二十六条 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 月及其它重要保电时期) 分别进行考核。其它重要保电时期应提前向电力监管机构备案, 并提前向发电侧并网主体公示。

(一) 第一类发电能力考核: 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, 即认定为机组基本调峰能力下降。在机组基本调峰能力下降期间, 每天考核电量为:

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

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日前申报的可调出力上限，实际最小发电能力无法达到日前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， $\alpha_5=1$ 、 $\alpha_6=1$ 。

因检修、网络约束等原因受限情况除外。

第二十七条 新型储能的可用率考核

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：

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

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

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

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

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

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

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

能量可用率日考核电量 = $(80\% - \lambda_{\text{能量可用}}) \times P_{NC} \times 1$ (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 $P_{NC} \times 5$ 小时进行考核。

第二十八条 发电侧并网主体和新型储能电站必须具备一次调频功能。水电机组调速系统应优先采用开度调节, 并禁止采用增强型一次调频功能, 即不允许水电机组为了在一次调频死区附近以更快速度、更大幅度调节有功功率而设置独立的调速系统控制参数。

(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, 月考核计

算方式为：

$$F = W_{\text{考核}} \times T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中，F 为月考核电量， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数，风电、光伏为 2，其它类型并网主体为 1； $T_{\text{考核}}$ 为 5 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

（二）功能投入情况考核

发电侧并网主体和新型储能并网运行时应投入一次调频功能，不得擅自退出。一次调频试验合格的并网主体，首次投入一次调频功能应经电力调度机构同意。一次调频功能未投运，月考核计算方式为：

$$F = W_{\text{考核}} \times T_0 \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $W_{\text{考核}}$ 为一次调频考核系数（风电、光伏、新型储能为 1%，其它类型并网主体为 2%）， T_0 为一次调频当月未投运小时数（经调度同意退出时段可不统计）， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

（三）性能考核

对 40MW 及以上水电机组（含抽蓄）、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。每项考核包括小扰动考核、大扰动考核和模拟扰动考核，其中电网最大频率偏差 $|\Delta f_{sq}| < 0.1\text{Hz}$ 为小扰动，电网最大频率偏差 $|\Delta f_{sq}| \geq 0.1\text{Hz}$ 为大扰动，频率偏差模拟扰动范围为 0.1Hz ~ 0.183Hz。

一次调频性能考核时原则上以电力调度机构 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。

1. 小扰动考核

$$F_1 = \delta_{\text{死区系数}} \times A \times P_n \times N_1$$

式中：F₁ 为小扰动考核电量； $\delta_{\text{死区系数}}$ 为死区系数，火电机组和新型储能取 1，其他发电侧并网主体取 3；A 为 0.03 小时；N₁ 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 1)。

2. 大扰动考核

$$F_2 = \delta_{\text{死区系数}} \times B \times P_n \times N_2$$

式中：F₂ 为大扰动考核电量； $\delta_{\text{死区系数}}$ 为死区系数，火电机组和新型储能取 1，其他发电侧并网主体取 2；B 为 0.35 小时；N₂ 为大扰动下的不合格次数；P_n 为并网主的额定容量(详见附件 1)。

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。测试不合格的并网主体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。

4. 小扰动月度核电量上限

若并网主体当月的一次调频合格率 $Q_{\text{合格率}} \geq 80\%$ ，其月度考核电量不超过 $P_n \times 1$ 小时；若 $50\% < Q_{\text{合格率}} < 80\%$ ，则其月度考核电

量不超过 $P_n \times 3$ 小时；若 $Q_{\text{合格率}} \leq 50\%$ ，其月度考核电量不超过 $P_n \times 5$ 小时。

（四）调频动作正确性

对 40MW 以下的水电（含抽蓄）机组、80MW 以下的火电机组、100MW 以下的风电场、100MW 以下的集中式光伏电站、20MW/20MWh 以下的新型储能实施一次调频动作正确性考核。

在调频有效动作事件内，若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，且并网主体当月的一次调频动作正确率小于 85%，则按每次考核电量：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $T_{\text{考核}}$ 为 0.15 小时， P_n 为并网主体额定容量（详见附件 1）。

并网主体月考核电量不超过 $P_n \times 7$ 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：

$$F = T_{\text{考核}} \times P_n$$

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

（六）特殊情况免考

1. 当火电机组实际出力不高于最小技术出力，水电机组实际出力小于额定容量的 20%，风电、光伏实际出力小于全厂额定容量的 20% 时，一次调频减出力性能免考核。

2. 风电、光伏实际出力已达全厂额定容量的 95%时，一次调频增出力性能免考核。

3. 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核。

4. 小扰动有效调频事件中，当一次调频与 AGC 指令同时存在，造成并网主体的一次调频调节精度 T 指数或贡献率 K 指数不合格，性能免考核；大扰动有效调频事件中，当一次调频与 AGC 指令同时存在且同向，造成并网主体的一次调频调节精度 T 指数不合格，性能免考核。

5. 燃气机组在进入温控运行时，一次调频增出力性能免考核，同时不参与当月一次调频考核费用返还。

（七）当并网主体不具备一次调频功能时，不参与当月的一次调频考核费用返还。

第二十九条 单机 100MW 及以上火电机组、单机容量 40MW 及以上水电机组（含抽水蓄能）、含单机容量 40MW 及以上水电机组（含抽水蓄能）的计划单元、容量 20MW 及以上的风电场及光伏电站、容量 4MW/4MWh 及以上的新型储能应具有 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、调节上下限值等应满足要求。加装 AGC 设备的发电侧并网主体应保证其正常运行，不得擅自投入或退出 AGC 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，月考核计算方式为：

$$F=T_{考核} \times P_n$$

式中，F 为考核电量， $T_{考核}$ 为 10 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 的月投运率须达到 98%及以上，每低于 1 个百分点（含不足一个百分点），每次计考核：

$$F = T_{考核} \times P_n \times (98\% - \text{月投运率（可用率）})$$

式中， $T_{考核}$ 为 5 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：

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

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 2)。

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，其中：火电（不含燃机）取 0~20 秒，燃气取 0~10 秒、水电（含抽蓄）取 0~5 秒，其它类型（包括新型储能、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
水电	全厂或计划单元非退备机组额定容量
新型储能	储能额定容量
风电（含风储）、光伏（含光储）	场站并网额定容量
直控型可调节负荷	最大可调节容量

表 2 火电机组（含燃气）/电厂 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)~300MW	50%	100%	1.2% P_n /min
300(含)~600MW	50%	100%	1.5% P_n /min（直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min）
600MW 及以上	50%	100%	1.5% P_n /min（直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min）
火电(不含燃机)全厂方式	50%	100%	1.5% P_n /min（直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min）

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
燃气	50%	100%	4% P_n /min

表 3 火电机组/电厂单独配置优化控制（外挂）系统

AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (容量 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)~300MW	50%	100%	1.5% P_n /min
300(含)~600MW	50%	100%	1.5% P_n /min
600MW 及以上	50%	100%	1.5% P_n /min
火电(不含燃机)全厂方式	50%	100%	1.5% P_n /min

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 水电厂 AGC 调节性能要求

调节形式	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
全厂方式	最低振动区上限	100%	30% P_n /min
单机方式	最低振动区上限	100%	50% P_n (单机) /min
转桨式机组	最低振动区上限	100%	30% P_n /min
转桨式电厂	最低振动区上限	100%	40% P_n /min
注：根据安全稳定要求，拥有长引水隧洞的引水式和混合式水电厂标准调节速率 V_0 为 5%~20% P_n /min			

表 5 新型储能 AGC 调节性能要求

调节形式	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
------	---------------------------	---------------------------	--------------

调节形式	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
新型储能	-100%	100%	$100\%P_n/3s$

表 6 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 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
全厂方式	20%/	100%	$30\%P_n/\text{min}$

2. 调节精度性能指标 K_2

$$K_2 = \begin{cases} 0.01/e, & e \geq \text{AGC调节死区} \\ 1, & e \leq \text{AGC调节死区} \end{cases}$$

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 个机组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 (T_N)
火电	60 秒
水电	10 秒
风电、光伏、新型储能	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	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 (风储)、光伏 (光储)	$P_n \leq 200\text{MW}$: 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	P_n (最大单机) $\times (0.6 \sim 0.9\%)$
水电 (单机/全厂)	P_n (最大单机) $< 200\text{MW}$: 2MW
	P_n (最大单机) $\geq 200\text{MW}$: $P_n \times 1.2\%$
新型储能、风电 (风储)、光伏 (光储)	$P_n < 200\text{MW}$: 2MW ()

	$P_n \geq 200\text{MW}: P_n \times 1.2\%$
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。暂定上限值设为 2, 并视后期运行情况调整。

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

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

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0.2, & 0.8 \leq k_{1i} < 1 \\ 0.5, & 0.5 \leq k_{1i} < 0.8 \\ 0.8, & k_{1i} < 0.5 \end{cases}$$

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

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

$$\alpha_2 = \begin{cases} 0.4, & 0.9 \leq k_{2i} < 1 \\ 1.0, & 0 < k_{2i} < 0.9 \end{cases}$$

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) 并网主体按照当日 AGC 响应时间未达标考核

$$F_3 = \sum_{i=1}^n (1 - k_{3i}) \times P_n \times 0.01h \times \alpha_3$$

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

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 错误或虚假信号、数据，一经发现，每次计考核电量 300MWh。

（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，若单台机组或全厂 AGC 投运、可控信号未经同意投退，每次 50MWh 计为考核电量；若 AGC 投运、可控信号未经同意的月频繁投退次数之和 ≥ 3 次，每次计为 200MWh 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。

3. 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，以具备技术检验资质的单位出具且电力调度机构认证合格的 AGC 调节试验报告数据为准。

4. 发电机组、风电场、光伏电站、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）要求。不满足要求的场站每月按照全厂额定容量 $\times 1$ 小时计为考核电量。

5. 经电力调度机构同意的 AGC 调试期间，机组 AGC 性能免考核。

（六）当并网主体出现以下情况之一时，不参与当月的 AGC 考核费用返还。

1. 当月不具备 AGC 功能;
2. 当月 AGC 投入率低于 90%;
3. 当月调节性能 k 累计平均小于 0.7;
4. 当月 AGC 投运、可控信号未经电力调度机构同意的月频繁投退次数之和 ≥ 5 次。

第三十条 风电场、光伏电站在 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	1min 有功功率变化最大限值
<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 分钟功率变化超出限值按以下公式计算为考核电量:

$$W_{\text{考核}} = \sum_i (P_{i,c} - P_{\text{lim}}) \times \frac{1}{6} \text{小时}$$

1 分钟功率变化超出限值按以下公式计算考核电量:

$$W_{考核} = \sum_i (P_{i,c} - P_{lim}) \times \frac{1}{60} \text{小时}$$

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

第三十一条 爬坡考核

并网主体应按照调度指令快速调整出力，以维持系统功率平衡，其爬坡性能和爬坡方向均应满足电力调度机构要求。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。爬坡性能计算参照表 13 执行。

(一) 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	全厂或计划单元非退备机组额定容量
含配建储能的风电、光伏	配建储能额定容量
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

表 13 各类型并网主体基本爬坡性能标准

并网主体类型	基本爬坡速率	爬坡精度
煤电（仓储）	$> 1.8\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
煤电（直吹）	$> 1.5\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
火储	$\geq 3\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
燃机	$> 5\%P_n/\text{min}$	$\leq 1.2\%P_n/\text{min}$
水电、抽蓄	$\geq 30\%P_n/\text{min}$	$\leq 1\%P_n/\text{min}$
含配建储能的风电、光伏	$\geq 100\%P_n/\text{s}$	$\leq 1\%P_n/\text{min}$
新型储能	$\geq 100\%P_n/\text{s}$	$\leq 1\%P_n/\text{min}$
直控型可调节负荷	$\geq 1.2\%P_n/\text{min}$	$\leq 2\%P_n/\text{min}$

（二）爬坡动作未达标考核

爬坡考核取每分钟整点值计算。

并网主体爬坡过程中存在实际爬坡里程目标或性能均未达标时，按以下方式考核电量：

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

式中，F 为考核电量； L_{li} 为第 i 次下达的爬坡里程， 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 2。

（三）反向爬坡考核

并网主体爬坡过程中存在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 5。

（四）并网主体参与爬坡考核时段，不再进行日发电计划、功率预测、调峰等考核。

第三十二条 对水电、火电的无功和母线电压按以下条款进行考核：

（一）考核原则

无功考核是根据电力调度机构下达的电压曲线为无功考核的依据，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。机组励磁系统性能包括进相能力达不到规定的要求，期间电压曲线考核加 2 倍考核。全厂停电期间，免于考核。

（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 $\times 0.2$ 小时计为考核电量。

（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：

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） $\times 100\%$

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 $\times 0.25$ 小时计为考核电量，当月电压合格率考核电量不高于全厂额定容量 $\times 2.5$ 小时。

（四）机组励磁系统性能包括进相能力达不到规定的要求，期间考核加倍。

（五）机组无功出力或进相深度达到规定技术要求后，电压仍不合格，豁免考核。

（六）全厂停电期间，免于考核。

第三十三条 新型储能的母线电压曲线越限时间，统计为不合格时间；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技术标准下达的电压曲线范围或电压值偏差的 $\pm 4\%$ 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。非新型储能自身原因造成的母线电压不合格的，该时段免于考核。

第三十四条 电力调度机构对安装 AVC 装置的火电、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、燃气、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。

（一）AVC 投运率不得低于 85%。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×0.2 小时计为考核电量，考核电量不高于 AVC 装置对应机组额定容量×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。特殊方式下，因电网需要由当值调度下令退出 AVC 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）按月统计考核 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，AVC 装置在规定时间内按指令调整到位为合格。调节合格率低于 90%标准的，每降低一个百

分点（不足一个百分点的按照一个百分点计算）按 AVC 装置对应机组额定容量×0.2 小时计为考核电量，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：

电厂 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%

第三十五条 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 2%。

（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 $\times 2.5$ 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内的时间/升压站高压侧母线带电运行时间 $\times 100\%$

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。

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，升压站高压侧母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

（四）风电场、光伏电站应按要求装设自动电压控制（AVC）子站，AVC 子站各项性能应满足电网运行的需要，不满足要求的，每月按全场站当月上网电量的 2%考核。

风电场、光伏电站应加强 AVC 子站的装置维护工作，电力调度机构对已安装 AVC 子站的风电场、光伏电站进行投运率和调节合格率考核。

1. AVC 投运率

风电场、光伏电站 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC

闭环运行时，电力调度机构按月统计各风电场、光伏电站 AVC 投运率，其计算公式如下：

AVC 投运率 = (AVC 子站投入闭环运行时间/风电场、光伏电站 AVC 应投入闭环运行时间) × 100%

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

AVC 投运率以 95% 为合格标准。全月 AVC 投运率低于 95% 的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(95\% - \lambda_{\text{投运}})}{30} \times W_a$$

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。

2. AVC 调节合格率

电力调度机构 AVC 主站无功电压指令下达后，AVC 子站在 2 分钟内调整到位为合格。电力调度机构按月统计风电场、光伏电站 AVC 装置调节合格率，其计算公式如下：

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

AVC 调节合格率以 92% 为合格标准。全月 AVC 调节合格率低于 92% 的风电场、光伏电站考核电量按如下公式计算：

$$\frac{(92\% - \lambda_{\text{调节}})}{30} \times W_a$$

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。

第三十六条 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

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/935110013144011303>