附件1

江苏电力并网运行管理实施细则

（征求意见稿）

1. 总 则
2. 为构建新型电力系统，深化电力体制改革，支撑全国统一电力市场建设，持续推动能源高质量发展，保障电力系统安全、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，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，进一步规范江苏电力并网主体运行管理，根据《中华人民共和国能源法》、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）等法律法规、政策文件及技术标准，结合江苏实际，制定本细则。
3. 本细则适用于省级电力调度机构调度管辖的并网主体，包括火电、核电、风电、光伏发电、抽水蓄能等发电侧并网主体，以及电化学、压缩空气、飞轮等独立新型储能，电源侧配套储能纳入相应的发电侧并网主体统一管理。条件成熟后，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可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）等负荷侧并网主体，以及省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体可参照本细则执行。
4. 并网主体纳入电力并网运行管理的时间按照《[关于进一步贯彻落实<发电机组进入及退出商业运营办法>的通知](javascript:openDominoDoc('js.ccoa.sgcc.com.cn','svr3','jsdlSvr3a/sgcc','coa/doc/receivalDoc11.nsf','E82DB7C0A012583548258C97003F8209'))》（苏监能市场〔2025〕26号）的有关规定执行。
5. 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和省能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，贯彻安全第一方针，坚持公开、公平、公正的原则。
6. 国家能源局江苏监管办公室（以下简称江苏能源监管办）负责本细则的制定、组织实施和监督工作。电力调度机构负责日常考核数据采集和统计等工作。电力交易机构负责考核结果信息披露等工作。电网企业负责考核结果费用结算等工作。
7. 运行管理

第一节 基本要求

1. 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。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，严格执行电力调度机构制定或市场出清的运行方式和发电调度计划曲线，共同维护电力系统安全稳定运行。
2. 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《并网调度协议》《购售电合同》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，无协议（合同）不得并网运行。
3. 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；涉及并网主体的，并网主体应制定整改计划并予以落实。当发生电力安全事故（事件）时，在未获得调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。
4. 并网主体按照所在电网防止大面积停电预案的统一部署，落实相应措施，编制停电事故处理预案及其他反事故预案，参加反事故演练。
5. 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、原因及影响分析。并网主体应按照有关规定配合相关机构进行事故调查，落实防范措施。

第二节 并网主体运行管理

1. 并网主体运行管理包括执行调度纪律管理、继电保护和安全装置运行管理、自动化设备运行管理、网络安全防护管理和通信设备运行管理等。
2. 并网主体应服从调度机构的指挥，准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。自签订并网调度协议当日起，出现下列事项之一者，每次考核10万元：

1.未经调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态（含新能源电站集电线路），以及与电网安全稳定运行有关的涉网系统及装置的参数或整定值（包括机组调速系统、一次调频、励磁系统、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC装置、AVC装置、SVG/SVC装置、电力监控系统安全防护装置等），危及人身及主设备安全除外；

2.未经调度机构同意，擅自开展设备检修、并网调试等工作；

3.不执行调度机构下达的保证电网安全运行的措施；

4.不执行调度指令或未如实报告调度指令执行情况；

5.现场值班人员离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故的处理；

6.调度管辖设备发生事故或异常，10分钟内未向调度机构报告（可先报告事故或异常现象，详细情况待查清后报告）；

7.发生调度管辖设备误操作事故，未在1小时内向调度机构报告事故经过，或造假谎报；

8.其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

1. 并网主体继电保护和安全自动装置配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.并网主体因涉网继电保护、安全自动装置设计选型、运行维护或检修管理不到位，导致电网设备异常停运，每次考核5万元；

2.并网主体应按照调度要求及时调整继电保护和安全自动装置的定值及其运行状态，未按要求执行的，每次考核2万元；

3.并网主体应每年定期开展继电保护定值复算校核工作，未按要求开展此项工作的，每次考核1万元；

4.并网主体应向调度上报本单位继电保护基础数据，未按规定上报或者上报数据不正确者，每次考核5000元；

5.并网主体继电保护设备的配置、选型应满足江苏电网安全稳定运行和相关规程规定要求，不按要求进行配置选型的，每套保护装置每月考核1000元；

6.并网主体应确保本单位继电保护、安全自动装置以及相关通信通道装置状态良好，满足电网运行要求。运行状态不良或运行年限超过15年的装置未及时更新改造的，每套保护装置每月考核1000元；

7.机组以220千伏及以上电压等级并网的发电侧并网主体应按要求将保护故障信息子站和故障录波器接入省调主站，未按要求接入省调主站的，每月考核1000元。

1. 并网主体自动化设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.未按标准规范配置自动化设备或功能（包括远动设备、相量测量装置、时钟装置、调度数据网设备、电力监控系统安全防护设备、电量采集设备、一次调频在线监测系统等），每项每月考核2万元；

2.并网主体应及时、准确、完整地提供厂站调度自动化基础资料，传送远动、相量测量、电量等调度自动化信息，不满足要求的，每类每月考核1万元；

3.未能按照调度机构要求完成自动化信息整改（包括遥测、遥信、遥控、遥调、相量测量等）的，每类信息每月考核5000元；

4.遥信拒动或误动1次，每次考核5000元；

5.遥测数据跳变（偏差超过40%）1次，量测数据不变化或偏差超过10%、冗余设备全停（含数据中断）时间每超过30分钟，冗余设备单台故障时间每超过72小时，非冗余设备故障（含数据中断）时间每超过24小时，计考核一次，每次考核5000元；

6.厂站自动化设备检修或厂站其它可能影响调度自动化信息的工作，均应办理自动化设备检修申请手续并按时开、竣工，违反规定的，每次考核5000元。

1. 并网主体应按照规定要求做好电力监控系统安全防护的管理和配置工作。

1.电力监控系统安全防护实施方案未提交电力调度机构审核，每月考核2万元。

2.网络安防设备未按要求进行配置和管理，每项每月考核2万元。

3.安全防护设备产生重要及以上告警后未能及时处理或者因如下原因产生紧急告警的，每次考核2万元。

（1）生产控制区使用非专用的调试工器具运维；

（2）因边界防护措施不到位或操作不当导致生产控制区外联其他网络；

（3）因安全加固不到位或操作不当导致生产控制区感染恶意代码。

4.因并网主体网络安全原因造成电力调度机构或其他并网主体遭受网络攻击，导致系统运行异常，每次考核10万元。

1. 并网主体通信设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.未按标准和规范要求配置通信设备（包括光传输设备、调度交换设备、通信电源设备、配线设备等），未按要求执行调度机构下达的通信运行方式，每项每月考核2万元；

2.通信设备或站内光缆故障，造成并网一次线路主保护失去，每次考核2万元；

3.通信设备、电源故障或站内光缆故障，造成并网主体与调度机构间的调度自动化信息通道或调度电话通道全部中断，每次考核1万元；

4.通信设备全停时间每超过24小时，冗余通信设备单台故障时间每超过48小时，通信设备板卡故障时间每超过7天，计考核一次，每次考核5000元；

5.并网主体对通信设备、站内光缆开展检修，应提前向调度机构办理检修申请，履行检修开竣工手续，违法相关规定的，每次考核5000元；

第三节 火电、核电、抽蓄机组运行管理

1. 对火电、核电及抽水蓄能机组的运行管理分为以下五个部分：

1.执行日调度发电计划负荷及电量偏差管理；

2.机组调差能力管理；

3.机组非计划停运管理；

4.机组检修管理；

5.机组调节性能管理。

1. 调度机构下达给各发电机组的日计划发电曲线（或依据市场出清结果下达的实时调度曲线）是对发电机组发电功率、电量考核的依据。调度机构根据电网安全校核结果和实际运行需要，可在下列情况下修改有关发电机组的发电曲线：

1.在安全运行与经济运行发生矛盾时，为确保电网安全需要；

2.为确保电能质量及江苏电网发、受、用电平衡需要；

3.受电网联络线输送功率限制；

4.经调度机构同意的临时消缺；

5.经批准的计划检修延期；

6.背压机组，经同意免除考核的煤气、沼气、垃圾等发电机组；

7.遇有不可抗力。

1. 发电机组应严格执行日计划发电曲线（或实时调度曲线），并按照调度指令（含AGC基点功率）调整执行。发电机组发电量偏离计划电量按以下标准进行管理：

发电机组的日发电量实绩由调度机构EMS提供，每5分钟一个采样点，全天288个采样点积分而成，日计划电量由相对应的日计划发电曲线（或实时调度曲线）积分而成。每15分钟周期内，实际发电积分电量与日计划电量偏差大于3%时，偏差电量按发电机组实时现货市场电能量结算价为单价（单价低于0.1元/千瓦时按0.1元/千瓦时考虑）进行考核。

未参与现货结算发电机组或实时电能量结算价数据缺失，以当月月度竞价价格替代。

1. 发电机组基本调差能力管理以各发电企业申报的最高、最低技术出力为基础（参与电力现货市场出清的机组，最高、最低技术出力考核以电力现货市场中生效的最高、最低技术出力为基础），以调度机构调用结果为依据按日考核。10万千瓦以上燃气及核电机组基本调差能力应达到额定容量的100%至50%，10万千瓦及以上燃煤机组基本调差能力应达到额定容量的100%至35%，达不到要求的运行机组每超过1万千瓦考核1500元按日执行考核。

机组日内不能按调度指令提供基本调差能力，发电企业应及时向调度机构报告影响大小及预计处理时间段，机组因临时消缺影响调差能力的，调度机构可根据发用电平衡情况予以批准，并免予临时调差能力考核。

机组基本调差能力考核按日前与日内申报的最小调差范围执行。多次申请变更调差能力的，按最小调差范围执行。

机组日内申报调差能力变更的，低于或高于日前申报的最高、最低技术出力的部分，当日按每1万千瓦考核1500元增加执行临时调差能力考核。

机组调差能力申报值与实际调用结果存在偏差时，按每万千瓦每天考核5000元执行调差能力不足考核。

参与煤电容量电价机制的发电机组，最高技术出力不执行基本调差考核，执行临时调差能力考核。（发电机组调差能力申报及调用确认方法详见附录1）

1. 凡发生下列情况之一者，纳入机组非计划停运管理范围：

1.正常运行的机组发生突然跳闸和被迫停运的（非发电企业原因除外）；

2.未按有关规定得到批准而停运的；

3.处于备用或检修到期的机组未按调度指令并网和接带负荷的；

4.机组临检总时间超过如下规定的：

100万千瓦及以上燃煤机组200小时/年；

60-66万千瓦燃煤机组180小时/年；

10-40万千瓦常规燃煤机组120小时/年；

10万千瓦以下常规燃煤机组50小时/年；

循环流化床机组180小时/年；

燃气机组200小时/年；

抽水蓄能机组100小时/年；

沼气、垃圾等发电机组200小时/年。

1. 执行非计划停运管理的机组，不再执行日调度发电计划负荷及电量偏差管理。发电机组非计划停运管理分为计次考核和计时考核两部分：

1.计次考核

机组每发生一次考核范围内的停运，按照停运容量每1万千瓦4000元的标准进行考核。

2.计时考核

机组每发生一次考核范围内的停运，按照其停运时间进行考核，计算公式为：

考核金额＝机组停运小时数×机组额定容量×0.02元/千瓦时

非计划停运时间原则上按停运开始至重新并网计算，最长不超过48小时，超出48小时部分按临检时间统计。

得到批准的临检机组，临检总时间小于规定时间的，免予计时考核；临检总时间超过规定时间的，超时部分减半考核。

1. 机组的常规性大修结束后或长期停用超过2个月，首次并网后48小时内的停运免予非计划停运考核，48小时后发生停运，执行非计划停运计次和计时考核。
2. 机组因电网调峰要求运行在45%以下负荷段时发生非计划停运，如在6小时内并网或具备并网条件，免予非计划停运考核。
3. 重要保供电时期（1月、7月、8月、12月，其他特殊保供电时期另行明确），非计划停运、检修到期未按调度指令并网的机组按原标准5倍收取考核费用。
4. 燃煤电厂存煤可用天数低于3天、7天（发电企业确实存在特殊情况，经同意后另行明确可用天数考核标准），分别按每万千瓦4000元、2000元标准，对全厂容量按天进行考核；超过7天仍未恢复，加倍考核。对瞒报、谎报的情况，再加倍考核。燃气电厂非不可抗力导致无气停机，且发生重大影响的，每天考核机组当月容量电费的5%。

存煤可用天数计算公式=当日库存量/(电厂对应单机标准日耗煤量\*机组台数)

式中：当日库存量为电厂实际在煤场的可用燃煤量；电厂单机日耗煤量标准为：100万千瓦机组日耗7600吨，60万千瓦机组日耗4900吨，30万千瓦机组日耗2600吨，13.5万千瓦及以下机组日耗1500吨。

1. 机组检修管理考核：

发电机组的计划检修应按照批准的时间进行，计划检修超期且未经批准的部分计入临检时间。

出现以下情况之一者，每次考核1万元：

1.未在规定的时间内上报、调整计划检修工期手续；

2.计划检修工作不能按期完工时，未在规定的时间内办理延期手续；

3.因自身原因，使调度机构批准的计划检修工作临时取消。

1. 机组调节性能管理包括AGC调节性能管理、一次调频性能管理、进相运行功能管理、无功电压调节性能管理。
2. 10万千瓦以上发电机组均应具有AGC功能，并按要求正常投入闭环运行。AGC功能月投运率应达到90%，达不到要求的机组，按每低于1%，每天每万千瓦考核2元。机组AGC功能月投运率由调度机构EMS在线测定。
3. AGC机组的可调范围以联调试验测定的调节上、下限为基础，以调度机构月度测试结果结合月度基本调差能力为考核依据。燃气机组的AGC可调范围应达到额定容量的45%，燃煤机组的可调范围应达到额定容量的65%（过渡期内暂按45%执行），达不到要求的机组按每超过1万千瓦每天考核400元。（AGC机组的可调范围测试方法详见附录2）
4. AGC机组的调节速率由调度机构随机测定（AGC调节速率测试方法详见附录2），燃煤（含综合利用）、供热燃气机组调节速率应达到1.5%额定容量/每分钟（燃煤机组出力在50%额定容量以下时，调节速率应达到0.75%额定容量/每分钟），非供热燃气和抽水蓄能机组调节速率应达到3%额定容量/每分钟，达不到要求的机组按每低于0.1％额定容量/每分钟，每天每万千瓦考核5元。
5. AGC机组的调节精度由调度机构EMS在线测定，每小时平均调节精度应达到0.5%额定容量，达不到要求的机组，按每超过0.1%额定容量每小时每万千瓦考核0.25元。（AGC调节精度测试算法详见附录3）
6. AGC机组的响应时间是指EMS系统发出指令之后，机组出力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。响应时间由调度机构EMS在线测定，每天平均响应时间应达到30秒，达不到要求的机组，按每天每万千瓦考核10元。
7. 10万千瓦以上发电机组应具有一次调频功能，负荷调整限幅设置不得低于±6%额定容量，并按要求正常投入运行，达不到要求的机组，每月每万千瓦考核1000元。一次调频功能月投运率应达到95%，达不到要求的机组，按每低于1%每天每万千瓦考核2元。机组一次调频功能月投运率由调度机构EMS在线测定。
8. 燃煤、供热燃气机组一次调频响应指数要求为：0至15秒钟、0至30秒钟、0至45秒钟应达到0.4、0.6、0.7（燃煤机组出力在50%额定容量以下时，0至15秒钟、0至30秒钟、0至45秒钟应达到0.2、0.3、0.35）；非供热燃气、抽水蓄能机组一次调频响应指数要求为：0至15秒钟、0至30秒钟应达到0.5、0.7，达不到要求的运行机组按每低于0.05，每天每万千瓦考核8元。（一次调频性能测试办法和要求见附录4）
9. 10万千瓦及以上发电机组均应具有进相运行功能，已通过进相运行试验的机组不能按电网需要进相运行的，每发生1次考核1万元。
10. 110千伏及以上电压等级并网且装机总容量10万千瓦及以上的发电企业（不含抽水蓄能）均应装设厂站端自动电压控制装置（AVC），投运率及调节合格率应达到如下要求：
11. AVC投运率（与主站闭环运行）应达到98%，达不到要求的电厂，按每低于1%，每天每万千瓦考核12元；
12. AVC调节合格率应达到100%，2分钟内未调整到目标指令要求的视为不合格。AVC月调节达不到要求的电厂，按每低于1%，每天每万千瓦考核12元；
13. 220千伏及以上并网发电企业AVC投运率及调节合格率合计考核费用上限为每月30万元；
14. 110千伏并网发电企业AVC投运率及调节合格率合计考核费用上限为每月10万元。
15. 发电企业应执行调度机构下达的季度母线电压曲线，并执行母线电压合格率考核，电压合格率由调度机构EMS在线测定（计算方法详见附录5）。其中：

1.以220千伏及以上电压等级并网的发电企业，按下列标准进行考核：

（1）99.5%≤月电压合格率＜100%，每月考核2万元；

（2）99%≤月电压合格率＜99.5%，每月考核6万元；

（3）98.5%≤月电压合格率＜99%，每月考核10万元；

（4）月电压合格率＜98.5%，每月考核15万元。

2.以110千伏及以下电压等级并网的发电企业，按下列标准进行考核：

（1）99.5%≤月电压合格率＜100%，每月考核2000元；

（2）99%≤月电压合格率＜99.5%，每月考核6000元；

（3）98.5%≤月电压合格率＜99%，每月考核1万元；

（4）月电压合格率＜98.5%，每月考核1.5万元。

第四节 风电场、光伏电站运行管理

1. 风电场、光伏电站应完善电能质量、调试管理，加强运行管理规定执行，出现下列事项之一者，每次考核5万元：

1.电能质量指标（电压变动、电压闪变、谐波等）超出国家规定值并拒绝整改；

2.不按要求向调度机构提供风电场、光伏电站接入电网所需各种量测信息和文件资料，如测试报告、风电机组、光伏逆变器及风电场、光伏电站的模型、参数、特性和控制系统特性，不报、瞒报风电场、光伏电站运行各种运行数据或报表等；

3.未执行调度机构要求的并网调试、测试项目；

4.站内一次系统设备变更（如：设备增、减，主接线变更，互感器变比改变等），导致调度自动化设备测量参数、序位、信号接点发生变化时，现场运行维护人员未能将变更内容及时报送相关调度机构。

1. 自首台机组、逆变器并网后，因自身原因（不含场站接入至系统的并网线路故障）造成全站机组、逆变器脱网，每次按照全场站额定容量每万千瓦5000元进行考核，若考核不足5万元，则按5万元进行考核。
2. 风电场、光伏电站应按要求将功率预测信息、资源信息、单机信息等数据传送至电力调度机构。

（一）中短期功率预测

1.每日上午8点前向调度机构提交未来十日0时至24时每15分钟共960个时间节点有功功率预测数据和开机容量。上报率应达到100%，漏报（含迟报、错报）一次按照额定容量每万千瓦500元考核。

2.场站每5分钟报送实时可用功率。上报率应达到100%，漏报（含迟报、错报）一次按照额定容量每万千瓦50元考核。可用功率上报率全月累计考核上限按照额定容量每万千瓦1万元设定。

3.中短期功率预测按96点进行合格率考核，合格率按以下公式计算，次日合格率应不小于90%，第十日合格率应不小于70%，功率预测合格率按点统计，按月考核。

合格率=

式中：PMi为i时刻的可用功率，PESi为该场站对应电源侧储能在i时刻前7分钟至后7分钟充放电功率均值（充电为负、放电为正；若无配套电源侧储能，该值为0），PPi为i时刻的预测功率，Cap为额定容量。若中短期功率预测或可用功率未上报，则相应数值按0参与合格率计算。

4.超过月度总点数2%的每个不合格点按照额定容量每万千瓦2元进行考核。

（二）超短期功率预测

1.超短期功率预测上报率应达到100%，漏报（含迟报、错报）一次按照额定容量每万千瓦500元进行考核。超短期功率预测上报率按日进行统计，按月进行考核，全月累计考核上限按照额定容量每万千瓦3万元设定。

2.第15分钟、第45分钟、第4小时超短期功率预测合格率分别应不小于97%、95%、87%，超短期功率预测合格率按点统计，按月考核。若超短期功率预测未上报，则相应数值按0参与合格率计算。

3.每个不合格点按照额定容量每万千瓦1元进行考核。

（三）可用功率与AGC可调上限

1.场站与调度机构明确其选取的样板机（装机不超过全站总装机的10%，场站可申请调整次月选取的样板机），实时报送含样板机在内的所有单机功率（风电以风机为单元、光伏以逆变器或箱变为单元）和AGC可调上限等。

2.调度机构根据场站报送的样板机装机容量、样板机实际功率、全站开机容量，推算全站可用功率：

推算得到的全站可用功率=全站开机容量\*样板机实际功率/样板机装机容量

逐15分钟将场站报送的可用功率、AGC可调上限分别与推算得到的全站可用功率进行比较，偏差绝对值应不大于装机容量的3%。场站报送的可用功率、AGC可调上限合格率均按点统计，按月考核。

3.可用功率和AGC可调上限的每个不合格点均按照额定容量每万千瓦1元进行考核。

（四）资源信息、单机信息

风电、光伏应将资源、单机信息等报送调度机构。风电场测风塔风速、光伏电站辐照度出现负数、中断等异常按照额定容量每万千瓦每小时50元考核。场站单机信息出现负数（超出门槛值）、中断、功率累加超装机等异常情况的，按照对应装机容量每万千瓦每小时50元考核。资源信息、单机信息全月累计考核上限均按照额定容量每万千瓦1万元设定。

（五）执行说明

1.功率预测合格率分别自新能源首台机组或逆变器并网发电后次日（超短期预测）、次次日（次日预测）、第十一日（第十日预测）纳入考核。可用功率、资源信息、单机信息相关考核均自新能源首台机组或逆变器并网发电后次日执行。AGC可调上限合格率考核自首台机组或逆变器并网发电后次次月开始执行。

2.AGC未调试完成的新能源场站，执行AGC未调试考核，不参与AGC可调上限合格率考核。AGC已调试完成的新能源场站，其AGC未投运时段，执行AGC投运率考核，不参与AGC可调上限合格率考核。

3.由于电网侧调度自动化、通信装置（含电网资产的光纤）故障或检修、系统调峰导致样板机停机等非电厂自身原因导致的数据未上报或不合格等不予考核。

1. 风电场、光伏电站应严格执行实时调度曲线，并按照调度指令（含AGC基点功率）调整执行。风电场、光伏电站发电量偏离调度指令按以下标准进行管理：

风电场、光伏电站的日发电量实绩由调度机构EMS提供，每5分钟一个采样点，全天288个采样点积分而成，实时调度电量由相对应的实时调度曲线积分而成。每15分钟周期内，实际发电积分电量高于实时调度电量3%或低于实时调度电量5%，且偏差大于0.5MWh，对超出允许偏差外的电量按场站实时现货市场电能量结算价为单价（单价低于0.1元/千瓦时按0.1元/千瓦时考虑）进行考核。

未参与现货结算场站或实时电能量结算价数据缺失，则以当月月度竞价价格替代。

1. 风电场、光伏电站应具备完善的AGC调度主站远方功率控制功能，并按要求投入闭环运行，调节性能满足要求。风电场、光伏电站自首台机组或逆变器并网发电后次次月开始执行AGC相关考核。未按规定时间完成AGC联调并投入闭环运行的，自执行考核当月起，每月每万千瓦考核1万元。
2. 风电场、光伏电站具备一次调频功能，并按要求投入闭环运行。风电场、光伏电站自首台机组或逆变器并网发电后次次月开始执行一次调频相关考核。未按规定时间完成一次调频功能联调并投入闭环运行的，每月每万千瓦考核1500元。
3. 风电场、光伏电站AGC功能应满足10%至100%额定容量范围内连续可调，不具备功能的，每月每万千瓦考核1万元。风电场、光伏电站AGC投运率应达到98%，AGC投运率达不到要求的按每低于1%，每月每万千瓦考核50元。机组AGC功能月投运率由调度机构EMS在线测定。
4. 风电场、光伏电站AGC调节速率应达到10%额定容量/每分钟，达不到要求的按每降低0.1%额定容量/每分钟，每月每万千瓦考核50元。AGC考核指标由调度机构EMS测定和计算（AGC的调节速率测试方法详见附录6）。
5. 风电场、光伏电站AGC调节精度应控制在1.5%额定容量以内。AGC的调节精度达不到要求的按每超过0.1%额定容量，每月每万千瓦考核50元。（AGC的调节精度测试方法详见附录7）。
6. 风电场、光伏电站一次调频投运率应达到98%，达不到要求的按每低于1%，每天每万千瓦考核1元。风电场、光伏电站一次调频功能月投运率由调度机构EMS在线测定。
7. 风电场一次调频响应指数应达到0.7、光伏电站一次调频响应指数应达到0.8，达不到要求的运行风电场、光伏电站按每低于0.01，每天每万千瓦考核4元。（风电场、光伏电站一次调频性能测试办法和要求见附录8）。
8. 风电场、光伏电站应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节（AVC）功能。风电场、光伏电站自首台机组或逆变器并网发电后次次月开始执行AVC(含SVG)相关考核。调节性能应满足电网运行要求：

1.未按规定时间进行AVC功能联调，或未经审批正式投入闭环运行的场站将被视作不具备AVC功能，按照额定容量每月每万千瓦1万元进行考核；

2.已经与调度AVC主站完成闭环联调的风电场、光伏电站AVC投运率（与主站闭环运行）应达到98%，达不到要求的场站，按每低于1%，每天每万千瓦考核12元；AVC调节合格率应达到100%，2分钟内未调整到目标指令要求的视为不合格。AVC月调节达不到要求的电厂，按每低于1%，每天每万千瓦考核12元。并网风电场、光伏电站AVC投运率考核费用上限为每月每万千瓦1.5万元，并网风电场、光伏电站AVC调节合格率考核费用上限为每月每万千瓦1万元；

3.风电场、光伏电站无功调节能力不满足要求，导致考核点电压日波动率超过4%的，每发生一次考核8000元；

4.风电场、光伏电站应执行调度机构下达的季度母线电压曲线，并执行母线电压合格率考核。电压合格率由电力调度机构EMS在线测定（计算方法详见附录5）。其中：

（1）99.5%≤月电压合格率＜100%，每月考核2000元；

（2）99%≤月电压合格率＜99.5%，每月考核6000元；

（3）98.5%≤月电压合格率＜99%，每月考核1万元；

（4）月电压合格率＜98.5%，每月考核1.5万元。

第五节 独立新型储能运行管理

1. 独立新型储能运行管理包括执行调度纪律管理、继电保护和安全装置运行管理、调度自动化管理、电力通信管理、调频管理、调压管理等。纳入输配电价管理的独立新型储能电站暂不执行运行管理考核。
2. 储能电站应服从调度机构的调度管理，遵守调度纪律，严格执行调度机构制定的有关规程和规定，出现下列事项之一者，每次考核10万元：

1.未经调度机构同意，擅自调整储能电站的启停和充放电切换模式；

2.未经调度机构同意，擅自开展设备检修、并网调试等工作；

3.不执行调度机构下达的保证电网安全运行的措施；

4.不执行调度指令或未如实报告调度指令执行情况；

5.现场值班人员离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故的处理；

6.其它依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

1. 储能电站继电保护和安全自动装置配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站发生继电保护误动作的，每次考核5万元；

2.储能电站继电保护及安全自动装置的配置和选型应满足继电保护相关规程、标准和规定的要求。未按要求执行的，每月考核2万元；

3.储能电站安全自动装置的改造应经调度机构的批准。未按要求执行的，每次考核1万元；

4.储能电站应按调度机构相关规定管理微机型继电保护装置的程序版本。未按要求执行的，每套保护装置每月考核1000元；

5.并网运行模式下，储能电站应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间应不大于2s，且防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。未按要求执行的，每月考核1万元。

1. 储能电站自动化设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站应采用双平面调度数据网方式与调度机构（含主调和备调）进行通信。未按要求执行的，每月考核1万元；

2.储能电站监控系统所采用的设备和系统应通过国家认可认证的检测机构的检测，防火墙、正（反）向隔离装置、纵向加密装置、网络安全监测装置应具备国家信息安全部门和国家电力行业质量监测部门提供的检测报告。未按要求执行的，每月考核2万元；

3.未经调度机构同意，不得在自动化设备及其二次回路上工作，不得擅自更改自动化设备参数和设备间的连接方式，不得擅自增加或减少设备，不得擅自将自动化设备停运或进行重启。未按要求执行的，每次考核1万元；

4.储能电站电力监控系统应采用开放、分层、分布式计算机双网络结构，自动化设备应采用站内直流电源或冗余配置的不间断电源供电。未按要求执行的，每月考核1万元。

1. 储能电站通信设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站应采用光纤通信方式，应具备两条不同路由的光缆。未按要求执行的，每月考核1万元；

2.储能电站通信系统接入配置技术要求、选型应满足电力通信相关规程、标准和规定的要求。未按要求执行的，每月考核1万元；

3.储能电站并网前应向调度机构提供站内通信系统的验收报告、检测报告、试运行报告等内容。未按规定上报或者上报数据不正确、不及时者，每次考核1万元；

4.未经调度机构同意，不得擅自操作或触碰储能电站内通信光缆、设备、通信电源等。储能电站进行其他检修工作时，应对可能影响通信运行的部分采取保护措施。未按要求执行的，每次考核1万元。

1. 电化学储能电站应在并网后三个月内完成涉网试验，并在并网后六个月内向电力调度机构提交涉网试验报告。未按期提交报告或涉网参数不满足要求的，每月每万千瓦考核5000元。
2. 储能电站应具备自动电压调节（AVC）功能。储能电站自首台机组或逆变器并网发电后次次月开始执行AVC（含SVG）相关考核。调节性能应满足电网运行要求：

1.未按规定时间进行AVC功能联调，或未经审批正式投入闭环运行的储能电站将被视作不具备AVC功能，按照额定容量每月每万千瓦1万元进行考核；

2.已经与调度AVC主站完成闭环联调的储能电站AVC投运率（与主站闭环运行）应达到98%，达不到要求的，按每低于1％，每天每万千瓦考核12元；AVC调节合格率应达到100%，2分钟内未调整到目标指令要求的视为不合格。AVC月调节达不到要求的，按每低于1%，每天每万千瓦考核12元。储能电站AVC投运率考核费用上限为每月每万千瓦1.5万元，储能电站AVC调节合格率考核费用上限为每月每万千瓦1万元；

3.储能电站无功调节能力不满足要求，导致考核点电压日波动率超过4％的，每发生一次考核8000元；

4.储能电站应执行调度机构下达的季度母线电压曲线，并执行母线电压合格率考核。电压合格率由电力调度机构EMS在线测定（计算方法详见附录5）。其中：

（1）99.5%≤月电压合格率＜100%，每月考核2000元；

（2）99%≤月电压合格率＜99.5%，每月考核6000元；

（3）98.5%≤月电压合格率＜99%，每月考核1万元；

（4）月电压合格率＜98.5%，每月考核1.5万元。

第六节 黑启动服务管理

1. 提供黑启动服务的并网主体应按照相关规定做好各项黑启动安全管理措施，储备黑启动物资，组织运行人员培训，参与黑启动试验。
2. 提供黑启动服务的并网主体应在电网调度机构发布黑启动方案后的两个月内制定相应黑启动预案，并报调度机构备案，未能及时上报或预案存在明显错误的，每次考核5万元。
3. 提供黑启动服务的并网主体应严格执行以下各项设备维护要求，保存试验数据，做好有关记录，并报调度机构备案，达不到要求的每项考核2万元：

1.每年结合检修工作，进行1次零起升压试验，并保持小系统稳定运行30分钟；

2.直流系统容量应满足黑启动最大负荷需要，且接带基本负荷时间大于8小时，维持事故照明24小时以上。直流系统每月应进行2次直流蓄电池充放电试验。

1. 并网主体因自身原因未能提供黑启动服务，每台机组每次考核50万元，未能成功参与系统黑启动试验，每台机组每次考核10万元。
2. 考核实施
3. 电力调度机构根据实施细则，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和费用计算。考核内容应包括运行、检修、技术指导和管理等方面，已通过市场机制完全实现的，不在本实施细则中重复考核。电网企业、电力调度机构、电力交易机构按照有关规定和职责分工，向并网主体结算费用。
4. 并网主体运行管理考核原则上采取收取考核费用的方式。考核费用实行专项管理，费用全部用于返还考核奖励。并网主体考核产生的费用在同类型并网主体间进行返还。其中，核电企业执行并网主体运行管理考核及机组检修、非计划停运计次、机组调差能力、机组AGC调节性能考核，但不参与返还金额的分配。
5. 黑启动服务考核款纳入辅助服务相应的项目，向并网主体返还。
6. 所有考核扣罚的金额全部返还给参与相关考核条款的并网主体（核能发电企业除外），计算公式如下：

参与某考核项第i个并网主体返还金额计算公式为：



式中，为第i个并网主体返还金额；等于该考核项月度总考核金额；N为当月参与考核返还并网主体的总数；为第i个并网主体月度平均运行容量（风电、光伏电站按额定容量），计算公式如下：



式中，Pij为第i个并网主体的第j日运行容量，m为当月天数。并网主体每日返还平均运行容量计算方法见附录9。

1. 考核结果每月根据本细则进行清算、结算。在一个结算期内，收取和支付费用总额平衡。
2. 经复核需对已完成结算月份结果进行调整的，可对所涉金额执行追退补，并进行公示：
3. 所涉金额占需调整月同类型并网主体考核总费用比例小于等于10%时，按照最近一次结算周期平均运行容量或发电量计算费用，并纳入该结算周期进行结算；
4. 所涉金额占需调整月同类型并网主体考核总费用比例大于10%时，按照需调整月份月度平均运行容量或发电量重新计算，偏差费用纳入最近一次结算周期进行结算。
5. 信息披露
6. 信息披露应当遵循真实、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、考核种类、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。
7. 电力调度机构应于次月25日之前通过技术支持系统向并网主体发布并网运行考核明细初步结果，并供其核对。并网主体对发布的考核明细结果有异议的，应在3个工作日内通过技术支持系统提交申请复核书面材料。电力调度机构在收到并网主体书面材料的3个工作日内，应进行核实并予以答复。
8. 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，制定信息披露标准格式，开放数据接口。
9. 电力调度机构应在并网主体完成考核明细结果核对后，及时向电力交易机构按信息类型推送考核和返还公示信息。电力交易机构收到相关信息后，1个工作日内向所有主体公示。并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内通过技术支持系统提交复核书面材料；对公示结果无异议的，应通过技术支持系统予以确认。电力调度机构在收到并网主体书面材料的3个工作日内，应进行核实并予以答复。公示结果确需调整的，重新履行公示流程。并网主体经与电力调度机构协 商后仍有争议的，可向江苏能源监管办提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报江苏能源监管办。
10. 电力交易机构在考核明细完成公示后，应及时出具结算明细；电网企业应及时进行费用结算。
11. 监督管理
12. 江苏能源监管办负责电力并网运行的监督与管理，监管本细则及相关规则的实施，负责建立健全并网工作管理协调机制，调解辖区内并网运行管理争议，可根据实际需要，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。
13. 健全并网调度协议和交易合同备案制度。省级电力调度机构直接调度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个工作日内向江苏能源监管办备案。
14. 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。省级电力调度机构按月向江苏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。
15. 附 则
16. 本细则自发布之日起施行，有效期5年。
17. 本细则由江苏能源监管办负责解释，其他有关文件与本细则不一致的，以本细则为准。

附录1：机组调差能力申报及调用确认方法

1.机组调差能力申报以月度为周期，调用确认以日为周期。并网发电企业应加强机组运行状况的了解和预判，并至少提前3个工作日在网上以单机单值方式申报下个周期机组最高、最低技术出力，并上传盖章的申报确认表扫描件，未及时申报的即认为与前次申报值相同（均无数据的，申报值默认为100%和50%额定容量）。参与电力现货市场出清的机组，按照《江苏省电力现货市场运营规则》要求申报最高、最低技术出力，最高、最低技术出力考核以电力现货市场中生效的最小稳定技术出力为基础。

2.单方向申报值与实际调用结果反向偏差量不大于1.5%额定容量，为合格申报值，并以申报值作为考核值。单方向申报值与实际调用结果反向偏差量大于1.5%额定容量的，即认定为申报值偏差严重，以实际调用值作为考核值，执行严重偏差考核。

3.调度机构结合电网运行需要对运行机组最高、最低技术出力进行实际或测试性有序调用，考核周期内发生多次调用的以反向偏差最大的作为考核值。如因电力平衡、电网受阻、机组实际运行时间较短等原因未能完成部分或全部调用的，缺项以发电企业申报值作为考核值。

4.调度机构不应对启停阶段或事先申请调试工作的机组进行调差能力调用。

5.电厂接到调度机构调差能力调用指令后，应立即将机组AGC退出并调整至最高（或最低)出力，直至接到终止调用的指令为止。调用结果为电厂接到指令30分钟后的机组平均出力。调用期间机组AGC投运率免予考核。

附录2：AGC调节速率、调节范围测试方法

1.每次AGC调节速率测试包括增、减（或减、增）两个单方向测试过程，即采用增（或减）Y分钟＋暂停X分钟＋减（或增）Y分钟的测试方式，其中Y为单方向测试时间，X为缓冲时间，单位均为分钟。

2.单方向测试时间Y长度不小于3分钟，缓冲时间X长度不小于2分钟。每个自然月内，全省所有参与测试机组的X与Y值由调度部门统一设定，并保持一致。

3.测试开始时，AGC调节速率的首个测试方向由电网调度机构当班调度员指定。

4.单方向AGC调节速率的计算公式为：



式中：S为单方向调节速率（单位：额定容量百分比/分钟），L为机组单方向AGC实际调节量，为机组额定容量，Y为单方向测试时间。

5.测试结束后，取两个单方向测试过程中机组AGC调节速率的算术平均值为该机组的AGC调节速率。

6.AGC调节范围测试包括上、下限两个单方向测试，单方向测试时间为“2×测试范围/考核速率”，以最后四个采样值的平均值作为测试结果。

7.若机组因开机方式、电网约束等原因当月未测试的，则以前次测试结果作为考核值。

8.测试结果不合格的机组，并网发电企业应积极整改，可在次月向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

## 附录3：速率关联型调节精度测试计算方法

1.速率关联型调节精度测试计算方法



如图所示，纵轴为有功功率，横轴为时间（单位：秒），每次AGC下发指令的时刻对应横轴上一个刻度。设第*i*时刻机组的实际出力为R*i*，AGC指令为C*i*，机组额定出力为P*N*



首先：计算时间段内机组应调节的功率：





式中k为《江苏电力并网运行管理实施细则》中对相应机组要求的AGC调节速率（单位：机组额定功率/分钟）。

其次，在AGC调节精度计算公式中引入调节速率因子p，将AGC机组的调节速率分为奖励区间、标准区间、可容忍区间、惩罚区间四个档次，实现调节精度计算与速率挂钩。

V：单台AGC机组在线调节速率系数;

μ：同调节方向AGC机组上一季度平均在线调节速率系数；

σ：同调节方向AGC机组上一季度在线调节速率系数标准差：

调节速率因子p按如下取值：

V＞μ+σ：调节速率奖励区间,p=0.6

μ-σ≤V≤μ+σ：调节速率标准区间，p=1

μ-2σ≤V＜μ-σ：调节速率可容忍区间,p=1.5

V＜μ-2σ：调节速率惩罚区间,p=4

然后：比较与的大小：



若<=,则该计算时段结束时的AGC调节精度为：





调节精度的单位为：额定容量的百分比。

调节精度的根本含义是每一个AGC指令结束时，机组实际出力与要求调整位置的吻合度。

若>,则再判断与之间的大小：

若>，如图一所示，相应的AGC调节精度为：





若<，如图二所示，相应的AGC调节精度为：



2.非速率关联型调节精度测试计算方法



如图所示，纵轴为有功功率，横轴为时间（单位：秒），每次AGC下发指令的时刻对应横轴上一个刻度。设第i时刻机组的实际出力为R，AGC指令为C，场站额定出力为P



首先：计算时间段内场站应调节的功率：





式中k为《江苏电力并网运行管理实施细则》中对相应机组要求的AGC调节速率考核指标（单位：机组额定功率/分钟）。

其次，比较与的大小：



若<=,则该计算时段结束时的AGC调节精度为：





调节精度的单位为：额定容量的百分比。

调节精度的根本含义是每一个AGC 指令结束时，场站实际出力与要求调整位置的吻合度。

若>,则再判断与之间的大小：

若>，如图一所示，相应的AGC调节精度为：





若<，如图二所示，相应的AGC调节精度为：



3.发电机组AGC调节精度考核以小时为考核计算周期，AGC功能退出期间不计算精度考核。

4.机组出力达50%额定容量及以上时，采用速率关联型调节精度测试计算方法计算调节精度；低于50%额定容量时，采用非速率关联型调节精度测试计算方法计算调节精度。

5.机组出力达35%额定容量以上时计算AGC功能投运率，按调度机构要求临时退出AGC功能的时间，不计入统计。

附录4：一次调频性能测试办法

1.10万千瓦及以上机组应装设功角测量装置（PMU）和一次调频在线监测系统。机组出力达50%额定容量以上时计算一次调频投运率，机组一次调频功能投入时应保证CCS侧和DEH侧同时投入。

2.发电机组一次调频性能优先采信一次调频实时监测评估系统即电网频率真实扰动时机组一次调频实际在线动作情况，如当月有多次满足条件数据时，机组一次调频响应指数（即机组实际动作积分电量与理论动作积分电量的比值）取多次动作偏差最大值。如当月无满足条件数据则由一次调频在线监测系统人工随机测定。

一次调频实时监测评估系统构建于电网调度机构能量管理系统（EMS），优先采用实时PMU毫秒级数据进行机组一次调频性能在线监测与评估。对于具备一次调频在线监测系统功能的机组，一次调频实时监测评估系统启动条件为：电网频差超过0.033Hz并持续20秒以上、最大频差大于0.067Hz、跃变时间不超过15秒；对于不具备一次调频在线监测系统功能的机组，一次调频实时监测评估系统启动条件为：电网频差超过0.033Hz并持续20秒以上、最大频差大于0.045Hz、跃变时间不超过15秒。

3.利用一次调频在线监测系统测定时，一次调频测试信号发出后，相应机组的一次调频功能退出实际运行，不再对电网频率的变化产生响应。在一次调频测试期间，调度机构保持机组AGC控制指令不变，发电企业无需退出AGC运行状态。

4.机组接收到“增负荷（减负荷）测试”或“一次调频模拟频率”信号后，一次调频功能自动产生3%一次调频负荷对应的负向（正向）频差或根据一次调频模拟频率对应的负向（正向）频差，机组负荷响应进行增加（减少），EMS系统记录测试机组一次调频增（减）负荷的性能。

5.“增负荷测试”（或“减负荷测试”）信号为脉冲信号，时间长度为45秒。一次调频模拟频率信号保持时间长度为45秒。

6.测试结束后，机组一次调频功能切换到正常模式并重新投入实际运行，同时调度机构恢复机组AGC正常运行方式。

7.一个记录（测试）周期分别利用机组实时数据（优先采用PMU数据）计算0至15秒钟、0至30秒钟、0至45秒钟三个区间（燃气及抽水蓄能机组记录0至15秒钟、0至30秒钟二个区间）的机组一次调频响应指数，有效记录时间至少应满足二个时间区间。取与考核要求偏差最大的作为最终考核结果。

8.若机组因开机方式、电网约束等原因当月未测试的，则以之前月份考核结果作为考核值。不具备一次调频在线监测系统功能的机组，如当月无满足条件的电网真实频率扰动，则该机组一次调频响应指数取最近一次实际频率扰动的响应指数进行考核。

9.一次调频响应指数不合格的机组，并网发电企业应积极整改，可在次月向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

附录5：电压合格率、AVC调节合格率、AVC闭环投运率计算方法：

1.调度机构能量管理系统（EMS）提供每15分钟一个发电企业各高压侧母线（或单元制接线机组主变高压侧）电压采样值，将采样值与电压曲线进行比对，统计各发电企业母线电压合格率。

2.发电企业高压侧电压运行在电压曲线上、下限值之内的均计为电压合格点；电压超出电压曲线上、下限值之外的计为电压不合格点，但发电机组（不含风电、光伏）已无调节能力的该点电压免予考核（即当高压侧电压超上限时，发电力率已运行至最高力率或已按照要求进相运行；当高压侧电压超下限时，发电力率已运行至最低力率）。高压侧运行电压超出电压曲线上、下限值，但发电力率仍有调节裕度（即未达到发电力率限值）的计为不合格点。若风电场、光伏电站、储能电站已经按照最大无功调节能力提供电压支撑，但升压站高压侧母线电压仍然不合格，或者全站停电时，该时段免予考核。

3.发电企业所有高压侧运行母线以及单元制接线机组主变高压侧电压均参与统计和考核；如遇高压侧母线检修，或该母线上无运行机组时，则该母线电压在该时段不作统计考核。

4.系统标称电压指用以标志或识别系统电压的给定值。我国110kV及以上交流三相系统的系统标称电压为110kV，220kV，330kV，500kV，750kV，1000kV。

5.电压合格率=100%\*（合格点数）/（合格点数+不合格点数）。各发电企业所有母线总的合格点数与全月总的有效采样点数的比值即为该发电企业月电压合格率。

6.常规电厂机组AVC投运率=机组AVC投运时间/机组AVC可投时间×100%；常规电厂机组AVC调节合格率=执行合格点数/电力调度机构发令次数×100%。

7.风电场、光伏电站、储能电站AVC投运率=AVC子站投运时间/AVC子站可投时间×100%；风电场、光伏电站、储能电站AVC调节合格率=执行合格点数/电力调度机构发令次数×100%。

8.常规电厂机组须同时满足以下三个条件方可判为AVC投运：1）AVC子站远方运行；2）AVC子站投入；3）机组下位机投入AVC。

9.常规电厂机组有功出力超过机组最大出力的40%即判机组AVC可投。

10.常规电厂AVC调节须同时满足以下条件1）和2）或者满足以下条件3）方可判为调节合格：

1）调节后的电压和主站目标值之差在死区范围内为合格，220kV死区为0.5kV，500kV死区为1kV；

2）指令下发1分钟后，以30秒周期采样，5个采样电压至少一个合格。

3）指令下发1分钟后，以30秒周期采样，5个采样电压没有一个合格，但上送与调压方向一致的单向闭锁信号。

11.风电场、光伏电站、储能电站AVC子站投运判断方法：须同时满足以下两个条件：

1）AVC子站远方运行

2）AVC子站投入

12.风电场、光伏电站、储能电站AVC子站可投时间判断方法：至少1台升压变带电。AVC调节合格判断方法：须同时满足以下条件1）和2）、或者满足条件3）：

1）调节后的电压和主站目标值之差在死区范围内为合格，220kV死区为0.5kV，500kV死区为1kV；

2）指令下发1分钟后，以30秒周期采样，5个采样电压至少一个合格。

3）指令下发1分钟后，以30秒周期采样，5个采样电压均不合格，但上送与调压方向一致的单向闭锁信号。

附录6：风电场、光伏电站AGC投运率、调节速率测试和计算方法

1.AGC投运率计算

AGC投运率以风电场、光伏电站通过与电力调度机构的AGC动态联调试验并正式投入闭环运行之日（正式投入闭环运行以电厂提交AGC动态联调试验报告及AGC闭环运行申请且申请得到电力调度机构同意为准）开始计算。计算公式为：

AGC投运率=AGC功能远方控制方式月投入时间/月运行时间∗100%

电力调度机构同意的因调试、检修等造成的AGC功能退出时间免予考核。

2.AGC调节速率测试及计算方法

1.AGC调节速率测试及计算

（1）测试条件：测试起始出力≥AGC 调节下限考核指标+2分钟\*AGC调节速率考核指标；

（2）测试过程分两个阶段：

第一阶段为单调下降阶段：AGC指令单调下降，AGC指令调节量（调度员可以修改）不低于2分钟\*AGC调节速率考核指标。设AGC指令调节量/AGC调节速率考核指标为每个指令的理论调节时间，AGC最终指令维持时间至少为AGC指令理论调节时间+1分钟。整个单调下降阶段测试时间（分钟）≥（测试起始出力-测试目标值）/AGC调节速率考核指标+1分钟；

第二阶段为单调上升阶段：AGC指令单调上升，该阶段AGC调节指令在测试目标值至有功可调上限之间变化，AGC指令变化率不超过AGC调节速率考核指标。

（3）每个AGC调节指令均计算AGC调节速率，所有指令调节速率的算术平均值为本次测试的AGC调节速率。

3.当月有多次测试的，每个考核指标取多次测试中最差值作为当月考核值；当月未开展测试的，取上月考核结果作为当月考核值。

4.测试结果不合格的并网发电企业应积极整改，并可在1个自然月之后向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

## 附录7：风电场、光伏电站AGC调节精度测试方法

1.计算方法



如图所示，纵轴为有功功率，横轴为时间（单位：秒），每次AGC下发指令的时刻对应横轴上一个刻度。设第i时刻机组的实际出力为Ri，AGC指令为Ci，场站额定出力为PN

首先：计算时间段内场站应调节的功率：



式中k为相应场站要求的AGC调节速率考核指标（单位：机组额定功率/分钟）。

其次，比较与的大小：

若<=，则该计算时段结束时的AGC调节精度为：



调节精度的单位为：额定容量的百分比。

调节精度的根本含义是每一个AGC 指令结束时，场站实际出力与要求调整位置的吻合度。

若>，则再判断与之间的大小：

若>，如图一所示，相应的AGC调节精度为：



若<，如图二所示，相应的AGC调节精度为：



2.新能源场站在自动控制模式下均需计算AGC调节精度。

3.指定时段某场站在每个AGC 指令下发时的AGC 调节精度的算术平均值为该时段场站的AGC 平均调节精度。

附录8：风电场、光伏电站一次调频性能测试办法

1.统调风电场、光伏电站应装设功角测量装置（PMU）和一次调频在线监测系统。电网调度机构能量管理系统（EMS）以风电场、光伏电站并网点为一次调频控制对象。风电场、光伏电站出力达20%额定容量以上时计算一次调频投运率。

2.风电场、光伏电站一次调频性能优先采信一次调频实时监测评估系统即电网频率真实扰动时风电场、光伏电站一次调频实际在线动作情况。如当月有多次满足条件数据时，风电场、光伏电站一次调频响应指数（即风电场、光伏电站实际动作积分电量与理论动作积分电量的比值）取多次动作偏差最大值。如当月无满足条件数据则由一次调频在线监测系统人工随机测定。由于站内风光资源不足，导致风电场、光伏电站在未限制出力期间产生的一次调频增负荷性能考核予以免考。

3.一次调频实时监测评估系统构建于EMS系统，优先采用实时PMU毫秒级数据进行风电场、光伏电站一次调频性能在线监测与评估。一次调频实时监测评估系统启动条件为：电网频差超过一次调频死区（风电场设置为±0.10Hz，光伏电站设置为±0.06Hz）并持续30秒以上。

4.利用一次调频在线监测系统测定时，一次调频测试信号发出后，相应风电场、光伏电站的一次调频功能退出实际运行，不再对电网频率的变化产生响应。在一次调频测试期间，调度机构保持风电场、光伏电站AGC控制指令不变，发电企业无需退出AGC运行状态。

5.风电场、光伏电站接收到“增负荷（减负荷）测试”或“一次调频模拟频率”信号后，一次调频功能自动产生6%一次调频负荷对应的负向（正向）频差或根据一次调频模拟频率对应的负向（正向）频差，风电场、光伏电站负荷响应进行增加（减少），EMS系统记录测试风电场、光伏电站一次调频增（减）负荷的性能。

6. 利用一次调频在线监测系统进行增负荷测定前，调度机构EMS系统先下发一次调频有功备用请求投入指令，风电场、光伏电站根据调度机构指令预留6%上调节有功备用容量，满足电网低频增负荷功能要求。

7.“增负荷测试”（或“减负荷测试”）信号为脉冲信号，时间长度为30秒。一次调频模拟频率信号保持时间长度为30秒。

8.测试结束后，风电场、光伏电站一次调频功能切换到正常模式并重新投入实际运行，同时调度机构恢复风电场、光伏电站AGC正常运行方式。

9.一个记录（测试）周期利用风电场、光伏电站并网点实时数据（优先采用PMU数据）计算0至30秒钟一次调频响应指数。取与考核要求偏差最大的作为最终考核结果。

10.若风电场、光伏电站因机组出力、电网约束等原因当月未测试的，则以之前月份考核结果作为考核值。不具备一次调频在线监测系统功能的风电场、光伏电站，如当月无满足条件的电网真实频率扰动，则该风电场、光伏电站一次调频响应指数取最近一次实际频率扰动的响应指数进行考核。

11.一次调频响应指数不合格的风电场、光伏电站应积极整改，可在次月月向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

附录9：并网主体平均运行容量计算方法

1.火电厂、抽蓄电站日返还平均运行容量计算

火电厂、抽蓄电站日平均运行容量等于火电、抽蓄机组日平均运行容量之和，火电、抽蓄机组日平均运行容量计算公式为：

火电、抽蓄机组日平均运行容量=火电、抽蓄机组日平均发电时间\*额定容量

火电、抽蓄机组日平均发电时间是以调度机构能量管理系统（EMS）提供每5分钟发电曲线为依据，当5分钟时刻点的负荷数据大于零漂值（3%额定容量）时，记为有效值，统计每天的有效值对应的时间，即为机组的日平均发电时间；

有关公式如下：

其中：

：指示函数，定义如下

：第i个5分钟时刻点的机组负荷值，

C：机组的额定容量。

2.独立新型储能电站日返还平均运行容量计算

独立新型储能电站日平均运行容量=独立新型储能电站日平均发电时间\*额定容量

独立新型储能电站日平均发电时间是以调度机构能量管理系统（EMS）提供每5分钟放电曲线为依据，当5分钟时刻点的放电负荷数据大于零漂值（3%额定容量）时，记为有效值，统计每天的有效值对应的时间，即为独立新型储能电站日平均发电时间；

有关公式如下：

其中：

：指示函数，定义如下

：第i个5分钟时刻点的独立新型储能电站放电负荷值，

C：独立新型储能电站额定容量。

3.风电场日返还平均运行容量计算

风电场日平均运行容量等于风电场额定容量之和。

4.光伏电站日返还平均运行容量计算

光伏电站日平均运行容量等于光伏电站额定容量之和。