

东北区域电力并网运行管理实施细则 (模拟运行稿)

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，保障东北区域电力系统安全、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，进一步规范东北区域电力并网运行管理，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》等有关法律法规，结合东北电力系统实际情况，制定本细则。

第二条 本细则适用于东北区域省级及以上电力调度机构直接调度的火电、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、飞轮等新型储能和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。省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体，视其对电力系

统一运行的影响参照本细则执行。

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，贯彻安全第一方针，坚持公开、公平、公正的原则。

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、新型储能和可调节负荷等。

（一）发电侧并网主体为东北区域内省级及以上电力调度机构调度管辖范围内的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等。

发电侧并网主体中风电场和光伏电站自首次并网发电之日起纳入，其他发电侧并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

（二）新型储能为东北区域内电力调度机构调度管辖范围并且接入电压等级在 35 千伏及以上的电化学、压缩空气、飞轮等新型公用储能电站。

电源侧、负荷侧新型储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用新型储能方式参与并网运行考核，同时参与辅助服务补偿。

新型储能原则上自并网充/放电之日起纳入。

（三）可调节负荷主要为能够直接响应省级及以上电力

调度机构电力调度指令的可调节负荷，如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、负荷聚合商、虚拟电厂等。

可调节负荷原则上自完成调试、具备响应电力调度指令之日起纳入。

第五条 国家能源局东北监管局（以下简称东北能源监管局）对并网主体的并网运行管理考核工作实施监管。

第六条 电力调度机构依照本细则具体实施并网运行考核情况统计等工作，并向电力交易机构推送统计结果。电力交易机构负责出具结算依据并通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和返还情况。电网企业负责与相关并网主体、售电公司、电力用户进行费用结算。

第七条 并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度相关规程及规定。东北能源监管局结合实际情况和发现问题对违反上述规定的并网主体、电网企业开展管理考核或行政处罚，维护东北电力系统安全稳定运行。

第二章 运行管理

第八条 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。

第九条 并网主体应严格执行两票三制等制度，确保电力生产和供应安全。

第十条 并网主体在规划、设计、建设中，应确保一、二次设备满足国家法律法规、行业标准及东北电力系统安全稳定运行及有关标准的要求，并网前应按国家有关标准组织完成并网安全评价，符合并网条件。

第十一条 并网主体应加强涉网设备及参数的运行、检修和维护管理，接受调度及相关技术监督机构的指导。涉网设备指影响电网安全稳定运行及网源协调的有关设备，包括但不限于继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、励磁系统和电力系统稳定器、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、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。

第十二条 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；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，未经调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第十三条 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。

第十四条 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。

第十五条 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，参照国家有关部门制订的《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，并在协议（合同）签订后10个工作日内向东北能源监管局备案。并网主体不得无协议（合同）并网运行。

第十六条 新建机组具备转商运条件后，电网企业和电力交易机构要按照国家有关规定，认真核实调试期上网电量，确认转商运时点，做好差额资金的核算工作，确保新机转商运有序进行。电网企业应于每月10日前向东北能源监管局报送上月新建机组进入商业运营情况。

第十七条 电网企业和并网主体应按照《电力企业信息报送规定》（原电监会13号令）及《电力企业信息披露规定》（原电监会14号令）的要求及时报送和披露相关信息。

第十八条 并网主体应严格服从所属电力调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。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。

对于无故延缓执行调度指令、违背或拒不执行调度指令的并网主体，每次按并网主体相关机组容量（额定容量）×1分/万千瓦考核。此外，还将根据实际损失情况，追究有关

单位和人员的法律和经济责任。

第十九条 电力调度机构管辖范围内的设备（装置）参数整定值应按照电力调度机构下达的整定值执行。并网主体改变其状态或参数前，应当经电力调度机构批准。

对于擅自改变设备（装置）状态或参数的并网主体应立即改正，按并网主体相关机组容量（额定容量） $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

第二十条 发电侧并网主体（风电、光伏在弃风、弃光时段）应严格执行所属电力调度机构下达的日发电计划曲线（或实时调度曲线）和运行方式安排。日发电曲线安排应参考发电侧并网主体中长期交易合同及相关合同签订情况。电力调度机构根据电网情况需要修改发电侧并网主体的发电曲线时，应提前 30 分钟通知发电侧并网主体。对于开展现货的省份，出清结果按其现货规则计算并执行，实时出清结果即计划曲线，按实时出清结果进行考核。具体考核要求见附件 1。

第二十一条 发电侧并网主体（风电、光伏除外）发电机组非计划停运时，该机组按非计划停运进行统计和考核，该发电侧并网主体的其他发电机组按调整后的发电曲线进行发电曲线考核。

第二十二条 电力调度机构对发电侧并网主体、新型储能非计划停运（无法按时启停机、缺煤停机）情况进行统计

和考核。具体考核要求见附件 2。

第二十三条 燃煤发电企业要重视电煤库存管理工作，落实主体责任，严格执行安全库存制度，按期向调度机构报送电煤库存、可用天数等相关情况，并确保提供信息数据真实、准确、与实际情况一致。

第二十四条 并网风电场、光伏电站应具备中期、短期和超短期功率预测功能，并能够按要求将预测曲线报送至调度机构，同时报送场站气象预测信息、装机容量和可用容量。以下情况可对新能源功率预测和信息报送结果免考核：

1. 台风、洪水、地震等自然灾害不可抗力。
2. 风电场、光伏电站并网 90 日内。
3. 经调度机构同意的新能源功率预测系统计划检修。
4. 其他非新能源场站自身原因。

第二十五条 调度机构负责对风电场和光伏电站的功率预测准确性进行考核，并将考核结果按时发布。风电场、光伏电站功率技术指标要求及考核规定见附件 3。

第二十六条 运行管理计量数据包括电能量计量装置的数据、电力调度机构的调度自动化系统数据及调度计划等。

第二十七条 单机 20 万千瓦（新建 10 万千瓦）及以上火电机组和单机 4 万千瓦及以上非径流式水电机组，省调及以上管辖范围的风电场、光伏电站及容量 0.1 万千瓦以上的电化学、压缩空气、飞轮等新型储能电站应具备 AGC 功能。

加装 AGC 设备的发电侧并网主体、新型储能应保证其正常运行，不得擅自退出 AGC 功能。新建的应具备 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能，在投入商业运营前应与电力调度机构的主站系统进行联调，满足电网对其的调整要求。因特殊原因不具备 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能，应向东北能源监管局申请豁免。发电侧并网主体、新型储能 AGC 具体技术指标考核办法见附件 4。

第二十八条 发电侧并网主体、新型储能应具备一次调频功能，具备一次调频的发电侧并网主体、新型储能应保证其正常运行，不得擅自退出。一次调频的人工死区、调速系统的转速不等率、最大调整负荷限幅、动态性能应满足《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T40595）等标准及本细则技术要求。一次调频指标计算所需信号（一次调频投/退等）应按电力调度机构要求接入调度主站。对火电、水电、核电、光热电站等发电侧并网主体一次调频技术指标及考核规定见附件 5.1。对风电、光伏、新型储能等并网主体一次调频技术指标及考核规定见附件 5.2。

风电、光伏场站可采用租用独立储能电站的方式获得一次调频能力。风电、光伏场站的一次调频考核转由租用的独立储能电站承担，考核和返还按该风电、光伏场站类型统计。

第二十九条 发电侧并网主体、新型储能应具备惯量响应功能。

火电、水电、核电等发电厂惯量响应是指在系统经受扰动时，利用发电所必需的旋转设备，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。风电、光伏、新型储能惯量响应功能需在设计时专门考虑或后期进行改造。

具备惯量响应的风电、光伏、新型储能应保证其正常运行，不得擅自退出。其惯量响应特性应满足《风电场接入电力系统技术规定 第1部分-陆上风电》（GB/T 19963）等标准及本细则技术要求。风电、光伏、新型储能惯量响应指标计算所需信号应按电力调度机构要求接入调度主站。其技术指标及考核规定见附件6。

第三十条 电力调度机构按季度向发电侧并网主体、新型储能下发母线电压曲线，并作为无功辅助服务考核的依据。当母线电压不合格时，执行以下考核：

1. 具备无功功率发出与吸入能力的发电侧并网主体、新型储能，电力调度机构按照其发出与吸入无功功率的能力开展考核。无法达到核定吸收无功能力时，按照与核定能力差额的无功电量缺额进行考核，每万千乏时考核1分；无法达到核定发出无功能力时，按照与核定能力差额的无功电量缺额进行考核，每万千乏时考核1分，以月为单位进行统计。

火电、水电、核电机组吸收无功能力依据机组进相试验报告确定，发出无功能力依据设备铭牌确定。新能源场站无

功调节能力依据风机或光伏发电单元铭牌和无功补偿设备铭牌综合确定。新型储能无功调节能力依据设备铭牌和无功补偿设备铭牌综合确定。

2. 因发电侧并网主体、新型储能自身原因，不具备发出或吸入无功功率能力的，按其额定容量每天 1 分/万千瓦考核，以月为单位进行统计。

3. 若发电侧并网主体、新型储能已经按照其最大无功功率发出或吸入能力参与无功电压调节，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。AVC 主站闭环调节控制的发电侧并网主体免于考核。

第三十一条 电力调度机构按其管辖范围对新能源场站动态无功补偿装置（SVG、SVC 及调相机）开展技术指导和管理工作。

1. 新能源场站动态无功补偿装置应投入自动运行。动态无功补偿装置投入自动可用率以 99% 为合格标准，达不到要求的按每降低 1 个百分点，每月考核新能源场站总装机容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦。动态无功补偿装置投入自动可用率按以下公式计算：

动态无功补偿装置投入自动可用率 = 每台装置投入自动可用小时数之和 / (装置台数 \times 升压变带电小时数) $\times 100\%$ 。

2. 新能源场站动态无功补偿装置调节速率应满足电网运行要求，否则每天按新能源场站容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

3. 新能源场站动态无功补偿装置实际输出无功能力应与铭牌相符，否则每天按新能源场站容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

第三十二条 发电侧并网主体、新型储能应按照调度运行要求装设自动电压控制（AVC）装置，并应加强 AVC 装置的维护，使 AVC 装置各项性能满足电网运行的需要。电力调度机构对已安装 AVC 装置的发电侧并网主体的 AVC 装置投运率和调节合格率进行考核。AVC 装置技术指标要求及考核规定见附件 7。

第三十三条 在电网需要黑启动服务时，因发电侧并网主体、新型储能自身原因不能提供黑启动时，火电机组按每次 6000 分考核，水电机组按每次 1200 分考核，新型储能按每次 3000 分考核。

第三十四条 发电侧并网主体、新型储能应根据设备检修导则、维修大纲等要求，结合设备健康状况，按照所属电力调度机构的调度规程及相关规定，向所属电力调度机构提出设备的年度、月度、周、日检修计划申请。电力调度机构统筹安排管辖范围内发电侧并网主体、新型储能设备检修计划。发电侧并网主体、新型储能不按调度机构要求报送年度、月度、周、日检修计划的，每次按相关机组容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

第三十五条 未经电力调度机构批准擅自对站内一、二

次设备检修的发电侧并网主体、新型储能，按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量×1分/万千瓦考核。

第三十六条 发电侧并网主体、新型储能变更检修计划，应提前向电力调度机构申请并说明原因，电力调度机构视电网运行情况和其他并网主体的检修计划统筹安排，确实无法安排变更时，应及时通知该并网主体按原批复计划执行，并说明原因。

发电侧并网主体、新型储能检修工作由于自身原因出现以下情况之一，每次按相关并网主体容量×0.2分/万千瓦考核：

1. 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。
2. 设备检修期间，办理延期申请超过二次。
3. 擅自增加工作内容而未办理申请手续的。
4. 计划检修工作临时取消。（如地震、雷暴、台风、暴雨等不可抗力原因临时取消的，给予免责。）

第三十七条 电网一次设备检修如影响发电侧并网主体、新型储能送出能力，应尽可能与发电侧并网主体、新型储能设备检修配合进行。继电保护及安全自动装置、电力调度自动化及电力调度通信等二次设备的检修应尽可能与发电侧并网主体、新型储能一次设备的检修相配合，原则上不应影响一次设备的正常运行。

第三十八条 发电侧并网主体中涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、励磁系统和电力系统稳定器、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、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，规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准和所属电力调度机构有关规定。选择、配置和定值等应满足东北电网安全稳定运行的要求，并经所属电力调度机构审核批准。

新投产机组和在役机组在设备大修和技术改进后按相关规程要求在 30 个工作日内，委托有资质的试验单位对涉网设备进行参数实测，并及时向调度机构报送设备试验报告及技术资料。当参数发生变化时，应及时报送相关调度机构重新进行备案。

对设备实测参数、机组最大发电能力、发电量、电煤数据等参数数据报送不及时或报送不准确的情况，每次按相关机组容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

第三十九条 电力调度机构按其管辖范围对传统同步发电侧并网主体涉网试验开展技术指导与管理工作。发电侧并网主体应按照《电力系统网源协调技术导则》(GB/T 40594-2021)开展相关涉网试验，并按要求及时、准确地将试验结果报送所属调度机构。具体技术指标要求及考核规定见附件 8。

第四十条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能的继电保护和安全自动装置，包括机组涉及机网协调的保护开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 9。

第四十一条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能的通信设备、光缆、通信电源等通信设施（以下简称通信设施）运维开展技术指导和专业管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 10。

第四十二条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能的自动化设备开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 11。

第四十三条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体的励磁系统、PSS 装置及调速系统开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 12。

第四十四条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能的高压侧或升压站电气设备开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 13。

第四十五条 电力调度机构按其管辖范围对并网水电厂水库调度开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 14。

第四十六条 电力调度机构按其管辖范围对新能源场站、新型储能开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考

核规定见附件 15。

第四十七条 新型储能和负荷侧并网主体涉及的技术指导和管理工作，参照发电侧并网主体技术指导和管理相关要求执行。技术指导和管理范围包括但不限于：涉网参数、继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备等。

（一）新型储能调度技术指导和管理内容包括：

1. 储能装置应向电力调度机构提供充放电时间、充放电速率、可调容量范围、最大可调节能力等涉网参数。
2. 继电保护等性能参数是否达到国家和行业有关标准要求，技术规范应满足接入电网安全稳定运行的要求。
3. 调度通信设备和参数应满足调度通信要求。
4. 调度自动化设备的功能、性能参数和运行应达到国家和行业有关标准、规定的要求。
5. 由于电池寿命衰减、意外事故等造成的技术性能参数变化，应及时上报电力调度机构。

（二）负荷侧并网主体参数管理内容包括：

1. 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。
2. 调度通信设备和参数应满足调度通信要求。
3. 调度自动化设备的功能、性能参数和运行应达到国家和行业有关标准、规定要求。

第三章 考核实施

第四十八条 电力调度机构负责并网主体运行管理的具体实施工作。

第四十九条 考核实施的基本原则是：东北区域统一考核标准，按调度管辖范围分别考核；同一事件适用于不同条款的考核时，取考核分数最大的一款进行考核；考核费用按月结算。

第五十条 每分对应的考核费用为人民币 1000 元。

第五十一条 并网主体考核分数=并网主体每项考核分数之和。

第五十二条 并网主体考核费用=并网主体考核分数×1000 元。

第五十三条 考核结算采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。

第五十四条 考核费用按收支平衡原则当月结零，各项考核费用按参与该项考核的并网主体月度电量比例进行返还。火电厂（核电厂与火电厂共同考核返还）、水电厂、风电场、光伏电站、抽水蓄能电站、新型储能电站、负荷侧并网主体分别进行并网运行管理考核和费用返还。若当月无上网电量或上网电量不足以完成考核结算的并网主体，将相应考核延期至次月执行，若次月仍无上网电量或上网电量不足以完成考核结算，依此类推，直至上网电量满足考核结算为止。

对于考核范围内的并网主体：

火电厂（水电厂、风电场、光伏电站）返还费用=火电厂

(水电厂、风电场、光伏电站)考核费用×该火电厂(水电厂、风电场、光伏电站)当月上网电量/考核范围内火电厂(水电厂、风电场、光伏电站)当月上网总电量

新型储能电站(抽水蓄能电站)返还费用=新型储能电站(抽水蓄能电站)考核费用×该新型储能电站(抽水蓄能电站)当月上网电量与用电量之和/考核范围内新型储能电站(抽水蓄能电站)当月上网总电量与总用电量之和。

负荷侧并网主体返还费用=负荷侧并网主体考核费用×负荷侧并网主体当月用电量/考核范围内负荷侧并网主体当月总用电量之和。

并网主体总返还费用为该并网主体各单项返还费用之和。

并网主体在当月电费总额基础上减(加)应支付(获得)考核(返还)费用额度,向所属电网公司开具增值税发票,与当月电费一并结算。

第四章 信息披露

第五十五条 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。

第五十六条 电力调度机构于每月3日前(如遇法定节假日,顺延至节假日后第1天,下同),在相关技术支持系统向并网主体公布上月并网运行考核初步结果。并网主体应

及时开展数据核对，如存在异议，应在每月 8 日前向电力调度机构提出复核申请。

第五十七条 电力调度机构应在每月 10 日前向电力交易机构推送各并网主体并网运行考核和返还信息。电力交易机构在每月 10 日之前向所有市场主体公示。信息披露平台不具备公示条件时，可暂由电力调度机构在相关技术支持系统向所有市场主体披露。

第五十八条 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问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

第五十九条 并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向东北能源监管局提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行。

第五章 监督管理

第六十条 东北能源监管局负责电力并网运行的监督与管理，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。东北能源监管局根据监管情况和发现问题，对相关单位采取约谈、通报或责令整改等措施。并网主体可以通过 12398 监管热线、电子邮箱、厂网联席会议等多种方式反馈问题和线索。

第六十一条 东北能源监管局结合实际情况和相关问题线索，围绕考核豁免、电费结算、运行管理等方面，采取现场

或非现场方式对电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况开展专项监管，对违反本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向东北能源监管局举报。

第六十二条 东北能源监管局依法依规开展辖区内并网运行管理争议调解工作。并网主体如对并网运行、计量统计、考核返还、费用结算等方面存在争议，应将问题反馈至相关部门，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应对并网主体提出的争议或问题，组织开展核查，与并网主体充分沟通协商解决争议。如双方对争议事项不能达成一致，由东北能源监管局协调和解决。

第六十三条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应严格执行本细则相关规定，明确承接本细则相关工作的部门和岗位，制定内部工作流程，按要求做好管理工作，如有问题及时上报东北能源监管局。

第六十四条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体应按照国家有关规定披露和报送相关信息，如实报送与监管事项相关的文件、资料。为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应建立相应的技术支持系统。

第六十五条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构每月 25 日前将上月并网运行考核情况统计结果，

随同辅助服务补偿情况报送东北能源监管局。每年 8 月底前向东北能源监管局报送本年度上半年并网运行管理考核运行情况半年报告。每年 2 月底前向东北能源监管局报送上年并网运行管理考核运行情况年度报告。

第六十六条 电力调度机构应按监管要求在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报电力并网运行管理情况。

第六十七条 电网企业、电力调度交易机构违反本细则相关规定，如提供虚假或隐瞒信息、未按要求公开有关信息等，由东北能源监管局按照《电力监管条例》《电力企业信息披露规定》等相关规定进行处罚。

第六章 附则

第六十八条 本细则由东北能源监管局制订、修改并负责解释。

第六十九条 本细则自印发之日起模拟运行，正式施行时间另行通知。模拟运行期间按照本细则进行数据统计、模拟考核返还、信息发布，东北区域并网发电厂运行考核管理实际仍执行《东北区域发电厂并网运行管理实施细则》（东北监能市场〔2020〕113号）。

发电侧并网主体发电曲线考核规定

发电（上网）计划曲线考核按照偏离计划曲线的考核电量 $\times 2$ 分/万千瓦时进行考核：

一、发电侧并网主体应执行电力调度机构下达的发电（上网）计划曲线，当出现由于自身原因，造成实际发电（上网）曲线偏离电力调度机构下达的调电计划曲线，且偏离量超过允许偏差时，对发电侧并网主体进行考核。值班调度员因系统需要修改发电（上网）计划曲线，以修改后的发电（上网）计划曲线为基准。

二、每时段发电机组考核电量计算公式为：

当“计划发电（上网）电量 $\times (1-k) \leq$ 实际发电（上网）电量 \leq 计划发电（上网）电量 $\times (1+k)$ ”时，每时段考核电量 = 0。

当“实际发电（上网）电量 $<$ 计划发电（上网）电量 $\times (1-k)$ ”时，每时段考核电量 = 计划发电（上网）电量 $\times (1-k)$ - 实际发电（上网）电量。

当“实际发电（上网）电量 $>$ 计划发电（上网）电量 $\times (1+k)$ ”时，每时段考核电量 = 实际发电（上网）电量 - 计划发电（上网）电量 $\times (1+k)$ 。

其中：k 为偏差允许范围，可再生能源、生物质及综合

利用机组为 5%，其它机组为 2%。各省（区）可以根据具体情况设置每日时段数。

三、下列情况下应免于考核：

1. 根据电力调度指令，发电机组提供 AGC 辅助服务期间。
2. 发电机组临时被指定提供调频（ACE 曲线）、调峰和调压服务而不能按计划曲线运行时。
3. 当出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，发电机组按照调度指令紧急调整出力或自动调整出力时。
4. 发电机组启动过程中，从并网至首次达到机组额定容量的 40% 后 2 小时之内；发电机组停机过程中，从开始滑停操作至解列。
5. 新建发电机组调试运行期间。
6. 当 ACE 曲线超过允许值上限时，发电机组电量低于曲线考核下限免考核；当 ACE 曲线超过允许值下限时，发电机组电量高于曲线考核上限免考核。

发电侧并网主体、新型储能非计划停运 (无法按时启停机、缺煤停机) 考核规定

一、凡并网火电、核电机组因自身原因，发生下列情况之一者，纳入非计划停运（无法按时启停机、缺煤停机）考核范围：

1. 正常运行的机组发生跳闸或被迫停运（含缺煤停机、事故停机），按额定容量 × 8 分/万千瓦 × 修正系数 K1 × 修正系数 K2 考核。

2. 机组发生临检，按额定容量 × 5 分/万千瓦 × 修正系数 K1 × 修正系数 K2 考核。

3. 备用机组不能按调度指令前后 2 小时内并网发电，按额定容量 × 1 分/万千瓦 × 逾期时间 × 修正系数 K1 考核；逾期时间以小时为单位统计，不足 1 小时按 1 小时统计，逾期时间上限为 5 小时，逾期时间超过 5 小时，机组按临检进行考核。

4. 在运发电机组不能按调度指令前后 3 小时内完成机组解列，按额定容量 × 1 分/万千瓦 × 逾期时间 × 修正系数 K1 考核。

其中，非保供期间 K1=1；保供期间且未发生有序用电 K1=2；发生有序用电期间 K1=4；发生拉闸限电期间 K1=5。

停运天数、临检天数均以自然日为单位统计，若当天停运时长达到或超出 12 小时，按一天计。非计划停运时间小于等于 3 天时， $K2=1$ ，非计划停运时间大于 3 天后，每增加一天， $K2$ 值增加 0.1。

二、凡风电场、光伏电站因自身设备及人为原因造成大面积脱网，一次脱网容量超过该新能源场站装机容量 30%的，纳入新能源场站非计划停运考核范围，每次按新能源场站装机容量 $\times 8$ 分/万千瓦考核。

三、凡新型储能电站因自身原因（如电池原因、储能变流器、电池管理系统、能量控制系统、升压站设施、网络通讯故障等）及人为原因，发生下列情况之一者，纳入非计划停运考核范围：

1. 正常运行的储能电站发生跳闸（部分跳闸），每次按储能电站停运部分的额定容量 $\times 8$ 分/万千瓦考核。

2. 正常运行的储能发生临检，每次按储能电站临检部分的额定容量 $\times 5$ 分/万千瓦考核。

3. 正常备用的储能无法按调度指令在 5 分钟内开始充放电，每次按储能电站额定容量 $\times 8$ 分/万千瓦考核。

四、下列情况不纳入发电侧并网主体、新型储能非计划停运考核：

1. 新机投入商业化运行前并网试运期间发生非计划停运。

2. 稳控装置正确动作导致的切机。
3. 其他非自身原因导致的非计划停运。

四、电力调度机构按其调度管辖范围可以批准发电侧并网主体、新型储能利用负荷低谷进行消缺（低谷消缺时间不大于8小时），该机组停运不计作非计划停运考核。但工期超出计划时，超出计划的消缺时间仍计入非计划停运时间。

新能源场站功率预测技术指标要求 及考核规定

一、风电场、光伏电站每日向调度机构上报未来 0-240h 中期功率预测、0-72h 短期功率预测，每 15 分钟上报一次 15min-4h 超短期功率预测，预测步长为 15 分钟。遇节假日，应在节前最后一个工作日预测节假日期间及节后第一个工作日的预测功率。风电场、光伏电站中期、短期、超短期预测数据传送率应达到 100%，场站自身原因每降低一个百分点，按 2 分/万千瓦进行考核。

二、中期功率预测

风电场、光伏电站上报未来 4-10 天功率预测曲线，要求报送率不低于 100%；逐日预测准确率呈现依次递减趋势，要求第十日（第 217h-240h）月平均准确率应不低于 70%；第十日月平均合格率应不低于 70%。计算公式参见 GB/T40607《调度侧风电或光伏功率预测系统技术要求》。

三、短期功率预测

风电、光伏短期功率预测按照误差带方式纳入考核，带宽根据预测技术的提高而逐步调整。运行初期，规定风电场短期功率预测曲线的误差带宽为 $\pm 20\%$ ，光伏电站短期功率预测曲

线的误差带宽为 $\pm 15\%$ ，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站短期功率预测（0-72h）误差带以外平均偏差电量按日计算，按照 1 分/万千瓦时进行月度考核。误差带以外平均偏差电量为前三日每日预测中当日误差带以外偏差电量的平均值。

短期功率预测曲线的单侧误差带宽 p_{e-i} 公式定义为：

$$p_{e-i} = \left| \frac{p_i^f - p_i^t}{p_i^f} \right| \times 100\%$$

误差带以外偏差电量 Q_{devi} 计算公式为：

$$Q_{devi} = \int |p_i^t - (1 \pm p_{e-i(0)}) p_i^f| dt$$

式中：

$p_{e-i(0)}$ 为短期功率预测曲线单侧误差带宽的初值，风电场初值为 $\pm 20\%$ ，光伏电站初值为 $\pm 15\%$ ；

“ \pm ”中“+”表示正偏差，即实发功率超出预测曲线的上带宽，“-”表示负偏差，即实发功率超出预测曲线的下带宽；

i 是日预测点数， $i=1, 2, 3, \dots, 96$ ；

p_i^f 是风电/光伏的预测功率；

p_i^t 是风电/光伏的可用发电功率，不限电时刻等于实发功率。

四、超短期功率预测

并网风电场、光伏电站的超短期功率预测未来 4 小时发

电功率曲线，预测步长为 15 分钟。超短期功率预测单点重复预报 16 次，单点预测平均功率 p_i^s 计算公式为：

$$p_i^s = \frac{1}{16} \sum_{j=1}^{16} p_j^f$$

评价时段内准确率 A 为：

$$A = (1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n p'_{e-i}) \times 100\%$$

$$p'_{e-i} = \left| \frac{p_i^s - p_i^t}{p_i^s} \right|$$

其中 p'_{e-i} 为超短期单点预测误差；如果 $p'_{e-i} \geq 1$ ，则取 $p'_{e-i} = 1$ ；此时，单点超短期预测准确率 $A=0$ ， n 为预报时段内预报点数。当预测功率、可用功率和实发功率都小于装机容量的 10% 时，不予考核。

风电场、光伏电站的超短期功率预测月度准确率不应低于 90%，每降低一个百分点，按装机容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦进行考核。

五、各场站上述各项考核分数之和不超过装机容量 $\times 100$ 分/万千瓦。

AGC 技术指标要求及考核规定

发电侧并网主体、新型储能应实时将 AGC 机组的运行参数传输到相关电网调度机构的主站系统。运行参数包括：AGC 机组调整上/下限值、调节速率、AGC 指令反馈值；允许 AGC 运行、AGC 投入/退出的状态信号等。

对发电侧并网主体、新型储能提供 AGC 服务的考核内容，包括 AGC 调度管理考核、AGC 可用率、AGC 调节性能考核三部分。AGC 考核指标包括调度管理指标 KD，可用率指标 KA，调节性能指标 K1（调节速率）、K2（调节精度）、K3（响应时间）。

一、调度管理考核

发电侧并网主体、新型储能应按要求配置 AGC 功能，未按要求配置 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能每月按额定容量 × 50 分/万千瓦考核。

配置 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能传送虚假 AGC 相关信号的，每天按额定容量 × 5 分/万千瓦考核，不足一天的按一天计算。

配置 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能，未经调度允许擅自退出 AGC 功能的，每次按额定容量 × 5 分/万千瓦考核。

配置 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能，正常调节范围内均需投入 AGC 功能，水电机组实际运行中应避免调节范围内的振动区和空蚀区。

二、可用率考核

发电侧并网主体、新型储能 AGC 月可用率应达到 98%，达不到要求按可用率缺额每个百分点每月考核机组额定容量 × 1 分/万千瓦。

发电侧并网主体、新型储能 AGC 月可用率 = (AGC 月可投运时间 / 月有效时间) × 100%。

其中，月有效时间指发电侧并网主体、新型储能并网时间；AGC 月可投入时间指月有效时间减去因并网主体自身原因导致 AGC 不能投运的时间，并网主体自身原因不包括电网调整需要、AGC 主站停运、发电侧并网主体、新型储能启停过程中超过调节上下限时段、调度批准的各项试验时间等。

当发电侧并网主体、新型储能 AGC 装置发生异常而导致 AGC 无法正常投入时，隐瞒不报的，一经发现将从上次 AGC 装置停用时间起均按照 AGC 装置不可用统计。

在电网出现异常或由于安全约束限制并网主体出力时，机发电侧并网主体、新型储能 AGC 功能达不到投入条件时，不考核该机组 AGC 服务。

当全月发电侧并网主体、新型储能 AGC 可用率为 0 时（即全月未投入 AGC），调节性能指标不进行重复考核。全月 AGC

调节性能考核分数不应高于当月发电侧并网主体、新型储能 AGC 可用率为 0 时的考核分数。

三、调节性能考核

1. 调节速率考核

发电侧并网主体、新型储能 AGC 的调节速率应达到规定要求（新能源厂站恢复出力限制时速率小于 2%可免于考核），达不到要求的发电侧并网主体、新型储能在其投入运行的时段按照其月平均调节速率的缺额百分点考核，每降低 1 个百分点考核额定容量 × 1 分/万千瓦。

AGC 的调节速率 = $ABS(\text{当前时刻负荷} - \text{响应时刻负荷}) / (\text{当前时刻} - \text{响应时刻})$

其中，当前时刻为负荷首次变化至 AGC 目标负荷调节死区的时刻；响应时刻为负荷跟随指令开始变化，且变化幅度超过调节死区后并在趋势上不再返回的时刻。

AGC 月平均调节速率是指发电侧并网主体、新型储能当月历次调节速率的平均值。

最终的考核分数可以通过发电侧并网主体、新型储能月运行系数进行修正。发电侧并网主体、新型储能月运行系数为当月机组实际运行小时/本月日历小时数。

2. 调节精度考核

AGC 的调节精度应达到规定要求，达不到要求的发电侧并网主体、新型储能，按照投入运行时段的月平均调节精度缺额

百分点考核，每降低 1 个百分点按照额定容量 × 1 分/万千瓦考核。

AGC 的调节精度 = $[\text{ABS}(\text{负荷指令} - \text{机组负荷}) / \text{额定容量}] \times 100\%$

调节精度的统计从发电侧并网主体、新型储能负荷首次进入调节死区开始，直至下一条指令下发为止。

月平均调节精度指发电侧并网主体、新型储能当月历次调节精度的平均值。

最终的考核分数可以通过发电侧并网主体、新型储能月运行系数进行修正。发电侧并网主体、新型储能月运行系数为当月机组实际运行小时/本月日历小时数。

3. 响应时间考核

AGC 的响应时间应达到规定要求，达不到要求的机组（储能电站），按照投入运行时段的响应时间月合格率进行考核，响应时间月合格率应不低于 98%，达不到要求按合格率缺额每个百分点每月考核额定容量 × 1 分/万千瓦。

响应时间为自 AGC 指令开始变化时刻起，至实际负荷开始变化且变化幅度超过调节死区后并在趋势上不再返向的时刻之间的时间差。

AGC 的响应时间合格率 = $(\text{发电侧并网主体、新型储能当月 AGC 响应时间合格次数} / \text{发电侧并网主体、新型储能当月 AGC 调节总次数}) \times 100\%$ 。

最终的考核分数通过月运行系数进行修正。月运行系数为发电侧并网主体、新型储能实际运行小时/本月日历小时数。

4. 调节性能参数

机组 AGC 的调节速率、调节精度和响应时间要求如下：

类型	调节速率 (以额定容量为基准)		调节精度 (以额定容量为基准)	响应时间 s
	/min	/10min		
直吹式制粉系统的火电机组	$\geq 1\%$	-	$\leq \pm 2\%$	≤ 60
中储式制粉系统的火电机组	$\geq 2\%$	-	$\leq \pm 2\%$	≤ 40
循环流化床机组和煤矸石机组	$\geq 0.8\%$	-	$\leq \pm 2\%$	≤ 60
水电机组	$\geq 20\%$	-	$\leq \pm 2\%$	≤ 20
风电场 ($< 30\text{MW}$)	$\geq 2\% \ \& \ \leq 3\text{MW}$	$\leq 10\text{MW}$	$\leq \pm 5\%$	≤ 20
风电场 (30-150MW)	$\geq 2\% \ \& \ \leq 10\%$	$\leq 33\%$		
风电场 ($> 150\text{MW}$)	$\geq 2\% \ \& \ \leq 15\text{MW}$	$\leq 50\text{MW}$		
光伏电站	$\geq 2\% \ \& \ \leq 10\%$	-	$\leq \pm 5\%$	≤ 20
储能设备	$\geq 2\% \ \& \ \leq 4\%$	-	$\leq \pm 2\%$	≤ 20

火电、水电、核电等一次调频技术指标及考核规定

一、火电、水电、核电、光热电站等发电侧并网主体最低稳定负荷至额定功率之间运行时，一次调频月投运率应达到100%。其中：经电力调度机构同意退出一次调频期间，不纳入考核；由于并网主体原因而导致电力调度机构不能采集一次调频投入信号、动作信号或动作过程，视为一次调频未投入运行。

一次调频投入率=一次调频投入小时数之和/最低稳定负荷及以上的小时数之和×100%。

一次调频月投运率每降低一个百分点，每月按发电侧并网主体额定容量×1分/万千瓦考核。对未经电力调度机构批准停用调频功能的并网主体，每次按额定容量×2分/万千瓦考核。

二、一次调频的技术要求的规定

（一）一次调频的人工死区规定：

调速系统类型	人工死区
火电/燃气/燃油/光热机组	± 0.033Hz (± 2r/min)
水电机组	± 0.05Hz
核电机组	± 0.067Hz

（二）调速系统的转速不等率规定：

火电机组：4%~5%；水电机组：不大于4%；核电机组：4%~5%。

（三）一次调频的最大调整负荷限幅规定：

类型	最大调整负荷限幅	备注
额定容量 < 350MW 的火电/燃气/燃油/光热机组	额定容量的 ± 10 %	1. 机组额定有功功率运行时应参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度应不小于 6% 额定有功功率，减负荷方向一次调频功率变化幅度按照第二列执行。 2. 机组参与一次调频的负荷下限应大于机组最低稳定负荷。
额定容量 350 ~ 500MW 的火电/燃气/燃油/光热机组	额定容量的 ± 8 %	
额定容量 ≥ 500MW 的火电/燃气/燃油/光热机组	额定容量的 ± 6 %	
水电机组	非额定有功功率工况：不设限制；超出适用条件的：额定容量的 ± 10 %	水头不足导致机组功率无法达到额定有功功率工况的，机组最大出力下增负荷方向一次调频调节幅度应不小于 8% 额定有功功率。
	额定有功功率工况：增负荷方向额定容量的 8 %；减负荷方向不设限制	
核电机组	额定容量的 ± 6 %	机组额定有功功率运行时应参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度为 2% ~ 6% 额定有功功率，减负荷方向一次调频功率变化幅度应不小于 6% 额定有功功率。

（四）一次调频的动态性能规定：

一次调频的负荷响应滞后时间指运行并网主体从电网频率越过该并网主体一次调频的死区开始，到该并网主体的负荷开始变化所需的时间。

一次调频理论调整负荷 $\Delta P(t) = \frac{1}{\sigma\%} \times \frac{\Delta f(t)}{50} \times P_N$ （ $\sigma\%$ 为转速不等率， $\Delta f(t)$ 为当 t 时刻频率相对频率死区的差值。对于火电、水电、核电机组， P_N 为机组额定容量。）

根据《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T40595-2021）要求，机组一次调频负荷调整响应特性应

满足如下规定:

1. 一次调频的负荷响应滞后时间 ($\beta 1$):

火电/燃气/燃油/光热机组: 应不大于 2s;

水电机组: 应不大于 2s;

核电机组: 应不大于 2s;

响应时间满足规定 $\beta 1$ 取值为 1, 否则取值为 0。

2. 一次调频的负荷调整幅度 ($\beta 2$):

所有机组负荷调整幅度应达到频率极值点对应的一次调频理论调整负荷的 90%, 其中:

火电/光热机组: 应不大于 30s;

燃气/燃油机组: 应不大于 15s;

水电机组: 应不大于 15s;

核电机组: 应不大于 30s。

3. 调整幅度的偏差 ($\beta 3$):

在电网频率变化超过并网主体一次调频死区, 并网主体一次调频功率达到稳定值后, 并网主体调节保持时间:

火电机组、核电机组、水电机组: 应保持 30s 以上或至频率变化回到一次调频死区时止;

在上述调整阶段, 并网主体实际与理论调整负荷之差绝对值的平均值应在理论调整负荷最大值的 $\pm 25\%$ 内。

4. 电量贡献指数 (Bu):

电量贡献指数 Bu 指在并网主体一次调频动作时段内, 并

网主体一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。在调整阶段，额定容量 20 万千瓦及以上火电、燃气、燃油、光热、核电机组、额定容量 10 万千瓦及以上水电机组电量贡献指数应不小于 0.9；额定容量 20 万千瓦以下火电、燃气、燃油、光热、核电机组、额定容量 10 万千瓦以下水电机组电量贡献指数应不小于 0.7。

$$Bu = \frac{\Delta Q_S}{\Delta Q_E}$$

式中：

Bu：并网主体一次调频电量贡献指数；

ΔQ_S ：并网主体一次调频实际贡献电量；

ΔQ_E ：并网主体一次一次调频理论积分电量

实际贡献电量 ΔQ [kwh]

在一次调频动作时段内，并网主体实际的有功发电量比一次调频动作前状态的发电量增加（或减少）的部分，即并网主体一次调频实际补偿电量。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。一次调频应动作时段内实际贡献电量为正，则为正贡献电量；反之，则为负贡献电量。

$$\Delta Q_S = \pm \int_{A_0}^{B_0} (P_S(t) - P_0) dt$$

上述公式中：

ΔQ_S ：并网主体一次调频实际贡献电量；

A_0 ：为发生一次调频扰动时频率偏差越过并网主体一次调

频死区的时刻；

B_0 : 表示单次一次调频动作结束时刻。如果 $A_0 \sim B_0$ 时间超过 (3) 节调整幅度的偏差中确定的机组调节保持时间, 则按并网主体调节保持时间计算;

P_0 : 评价起始出力, 取并网主体 A_0 时刻前 5 秒内实际出力平均值;

$P_s(t)$: 机组一次调频动作时段内, 并网主体在 t 时刻的实际出力。

理论贡献电量 ΔQ_E [kwh]

考虑机组实际负荷限制, 在一次调频动作时段内, 一次调频动作时段内机组一次调频理论补偿电量。

$$\Delta Q_E = \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_E(t) dt$$

$$\Delta P_E = -\frac{\Delta f \times P_N}{f_N \times \delta} \text{ 且 } |\Delta P_E| \leq (K_p \times P_N)$$

上述公式中:

ΔQ_E : 机组一次调频理论贡献电量, 始终为正;

A_0 : 为发生一次调频扰动时频率偏差越过机组一次调频死区的时刻;

B_0 : 表示单次一次调频动作结束时刻。如果 $A_0 \sim B_0$ 时间超过 (3) 节调整幅度的偏差中确定的机组调节保持时间, 则按机组调节保持时间计算;

$\Delta P_E(t)$: 机组一次调频动作时段内, t 时刻机组理论出力对

应的调整量；

P_N : 机组额定有功出力；

K_P : 机组最大出力限幅；

Δf : 一次调频动作时段内，实际频率与调频死区的频率偏差；

f_N : 机组额定频率（50Hz）；

δ : 机组永态转差率；

5. 对配备循环硫化床锅炉、直流锅炉等具有特殊调节特性锅炉的发电机组，在 $\pm 0.1\text{Hz}$ 之内响应特性同普通机组；对 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以外频率变化的响应特性通过试验确定。

三、对技术要求不能满足的发电机组相应扣减一次调频月投运率。

（一）对二中第（一）至（三）条规定，电力调度机构负责组织具有试验资质的机构对发电机组进行检查，并经东北能源监管局确认。任意一条规定不能满足，扣减当月月投运率的3%，且下月将再次进行检查。

（二）对二中第（四）条规定，电力调度机构负责依据各电厂 PMU 子站上送数据计算发电机组的一次调频响应特性。额定容量 20 万千瓦及以上火电、燃气、燃油、光热、核电机组、额定容量 10 万千瓦及以上水电机组，若 $\beta 1$ 、 $\beta 2$ 、 $\beta 3$ 及 B_u 任一项不合格，扣减其一次调频月投入时间，从而间接扣减月投运率。当 $B_u < 0.8$ 时，扣减其一次调频月投入时间为 $10/B_u$

分钟；当 $Bu < 0.5$ 时，扣减其一次调频月投入时间为 60 分钟。若一月内 β_1 、 β_2 、 β_3 及 Bu 平均值满足 $\bar{\beta}_1 \geq 0.5; \bar{\beta}_2 \geq 0.9; \bar{\beta}_3 \leq 0.3; \bar{B}_u \geq 0.8$ ，则该机组本月可以不扣除月投入时间。额定容量 20 万千瓦以下火电、燃气、燃油、光热、核电机组和额定容量 10 万千瓦以下水电机组，若 β_2 、 Bu 任一项不合格，扣减其一次调频月投入时间，从而间接扣减月投运率。当 $Bu < 0.6$ 时，扣减其一次调频月投入时间为 $10/Bu$ 分钟；当 $Bu < 0.4$ 时，扣减其一次调频月投入时间为 60 分钟。若一月内 β_2 、 Bu 平均值满足 $\bar{\beta}_2 \geq 0.8; \bar{B}_u \geq 0.6$ ，则该机组本月可以不扣除月投入时间。

风电、光伏、新型储能一次调频技术指标及考核规定

一、风电、光伏和新型储能一次调频总体要求

(一) 风电、光伏和新型储能一次调频功能应满足 GB/T 40595 《并网电源一次调频技术规定及试验导则》中一次调频性能指标条款和本细则。

(二) 一次调频响应与 AGC 控制相协调，当一次调频动作方向与 AGC 指令方向相反时，应设置为一次调频优先。

(三) 新能源一次调频：当电力系统频率超出新能源场站一次调频死区范围时，无论是否限功率运行，新能源通过快速频率响应、配置新型储能、预留有功功率等方式快速调整有功出力以减少频率偏差，并满足相应响应指标。

(四) 新型储能充电时和放电时，均应具备一次调频功能。

二、风电、光伏和新型储能一次调频技术指标

(一) 一次调频有功调节量要求

一次调频通过设定频率与有功功率下垂曲线函数实现，即

$$P=P_0-\frac{1}{\delta\%}\times P_n\times\frac{f-f_d}{f_n} \quad (1)$$

式中： f_d ：一次调频死区，暂取 $\pm 0.05\text{Hz}$ ；如参与有偿一次

调频调用及补偿，风电场取 $\pm 0.03\text{Hz}$ ，光伏电站取 $\pm 0.02\text{Hz}$ ，独立储能电站取 $\pm 0.03\text{Hz}$ ；

f_n : 系统额定频率， 50Hz ；

P_n : 场站额定功率， MW ；

$\delta\%$: 一次调频调差率，取 $2\% \sim 5\%$ ；

P_0 : 超过频率死区时刻的场站有功功率初值， MW 。

风电、光伏一次调频的功率调节限幅：场站一次调频功率下调范围应不低于 10% 实时有功出力；一次调频功率上调调节范围应不低于 6% 实时有功出力；场站一次调频期间应维持风电机组、光伏逆变器正常运行，避免脱网或停机。

新型储能一次调频的功率调节限幅：场站一次调频功率调整范围为最大放电功率和充电功率，转差率暂取 2% ；场站一次调频期间应维持储能变流器正常运行，避免脱网或停机。

（二）一次调频性能指标要求

当电网频率偏差超出一次调频死区时，场站提供的一次调频服务应满足如下要求：

1. 一次调频稳定时间：自系统频率超出调频死区开始，至有功功率稳定在预设功率误差范围内（ $\pm 2\%P_n$ ）的最短时间，风电、光伏、新型储能均不大于 5s 。

2. 一次调频有功功率控制偏差：一次调频的有功功率控制偏差为场站额定有功的 $\pm 2\%$ 。

三、风电、光伏、新型储能一次调频考核规定

（一）功能考核

1. 一次调频功能认定：风电、光伏、新型储能具备一次调频功能，性能指标应满足本细则要求，且一次调频投/退等信号按电力调度机构要求接入调度主站，取得相应试验资质机构出具的现场测试试验报告，并报送所属省级调度机构审核技术指标。通过后，下月起认定该场站取得一次调频功能。

2. 未取得一次调频功能认定的场站，按照额定容量进行考核，月考核标准为 50 分/万千瓦。对于取得一次调频功能认定的场站，可按《东北区域电力辅助服务管理实施细则》参与一次调频服务补偿。

3. 风电、光伏和新型储能一次调频功能按场站计量。

4. 电力调度机构依据各场站 PMU 子站上送数据计算一次调频指标。

（二）投运率考核

1. 取得一次调频功能认定的场站，运行时一次调频月投运率应达到 98%。其中：经电力调度机构同意退出一次调频期间，不纳入考核。

2. 一次调频投入率=一次调频投入小时数之和/场站并网运行小时数之和×100%。一次调频月投运率每降低 1 个百分点，每月按场站额定容量×1 分/万千瓦考核。

3. 对未经电力调度机构批准停用一次调频功能的，每次按额定容量×1 分/万千瓦考核。

4. 每个场站一次调频投运率考核上限为额定容量 × 5 分/万千瓦。

（三）调节精度考核

1. 取得一次调频功能认定的场站，运行时一次调频调节精度合格率应达到 98%。

2. 一次调频调节精度合格率 = 一次调频调节精度满足技术要求的动作次数 / 一次调频应动作次数 × 100%。调节精度不合格率每降低 2 个百分点，每月按场站额定容量 × 1 分/万千瓦考核。

3. 一次调频动作要求场站超出功率调节限幅时，对一次调频调节精度免考核。

4. 每个场站一次调频调节精度上限封顶为额定容量 × 5 分/万千瓦。

（四）传送信号考核

1. 场站传送错误一次调频投运等信号的，每次按照该场站额定容量 × 1 分/万千瓦考核。

2. 场站故意传送虚假一次调频投运等信号的，一经发现，当月按照该场站额定容量 × 10 分/万千瓦考核。

3. 每个场站一次调频传送信号考核上限为额定容量 × 10 分/万千瓦。

（五）一次调频返还

风电、光伏、新型储能一次调频考核费用按电源类型汇总

后，按照风电、光伏当月上网电量、新型储能放电上网电量进行分类返还。

(六)为引导存量机组满足一次调频技术指标要求开展技术改造，风电、光伏、新型储能自本细则正式印发6个月后开始执行考核。

风电、光伏、新型储能惯量响应技术指标 及考核规定

一、风电、光伏和新型储能惯量响应技术指标

(一) 变量定义

风电、光伏、新型储能惯量响应死区范围：取 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。

Δf : 电力系统频率偏差，单位为赫兹 (Hz)；

f : 场站并网点频率，单位为赫兹 (Hz)；

f_n : 电力系统额定频率，50Hz；

t : 时间，单位为秒 (s)；

ΔP : 场站理论有功功率变化量，单位为万千瓦；

ΔP_{\max} : 从频率偏差超出死区开始，1 秒场站实际最大有功功率变化量，单位为万千瓦；

P : 场站实际有功功率，单位为万千瓦。

P_N : 场站额定有功功率，单位为万千瓦。

T_j : 场站等效惯性时间常数，暂取 12 秒；

(二) 风电、光伏和新型储能需提供惯量响应功能，应同时满足条件，如公式 1:

$$\Delta f > 0.05\text{Hz}; \quad P > 20\%P_N; \quad \text{且 } \Delta f \times \frac{df}{dt} > 0 \quad \text{公式 1}$$

(三) 风电、光伏和新型储能理论有功功率变化量 ΔP 按公式 2 计算:

$$\Delta P = -\frac{T_J}{f_N} \times \frac{df}{dt} \times P \quad \text{公式 2}$$

(四) 风电、光伏和新型储能惯量响应指标应满足公式 3，满足时定义为正确动作，否则为不正确动作：

$$\begin{cases} \Delta P_{\max} > \Delta P \times 80\% & \Delta f < 0 \\ \Delta P_{\max} < \Delta P \times 80\% & \Delta f > 0 \end{cases} \quad \text{公式 3}$$

二、风电、光伏、新型储能惯量响应考核规定

依据电网运行需要，适时开展风电、光伏、新型储能惯量响应考核。

AVC 装置技术指标要求及考核规定

一、在发电侧并网主体及新型储能 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 装置闭环运行时，电力调度机构按月统计 AVC 装置投运率。AVC 装置投运率计算公式如下：

AVC 装置投运率 = AVC 装置投运时间 / 发电厂（新型储能电站）并网运行时间 × 100%，在计算 AVC 装置投运率时，扣除因电网原因造成的 AVC 装置退出时间。发电厂并网运行时间依据机组（新能源场站、新型储能电站）并网时间确定。

AVC 投运率以 99% 为合格标准，达不到要求的按投运率缺额每个百分点每月考核机组容量（新能源场站总装机容量、新型储能电站总容量）× 0.5 分/万千瓦。

二、电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核 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，厂（场、站）AVC 装置在 1 分钟内调整到合格区间。AVC 装置调节合格率计算公式为：

AVC 装置调节合格率 = 执行合格点数 / 电力调度机构发令次数 × 100%

AVC 装置调节合格率以 100% 为合格标准，达不到要求按调节合格率缺额每个百分点每月考核机组容量（新能源场站总装机容量）× 0.5 分/万千瓦。

500 千伏电压调整允许偏差为 ± 1.5 千伏，220 千伏电压调整允许偏差为 ± 1 千伏或单台机组（水电、火电、核电机组）无功调整偏差 ± 1 万千乏，新能源场站、新型储能电站无功调整偏差 ± 0.5 万千乏。

66 千伏及以下电压调整允许偏差为 $\pm 1\%$ 额定电压或单台机组（新能源场站、新型储能电站）无功调整偏差 ± 0.4 万千乏。

发电侧并网主体涉网试验技术指导与管理 要求及考核规定

一、新建、改建、扩建的同步发电侧并网主体在新机组满负荷运行试验前或改造完成首次并网后 30 日内，完成励磁系统参数建模、PSS 参数整定、原动机及调节系统参数建模、发电机进相、一次调频性能、AGC 系统和 AVC 系统试验，每缺少一项，每月按相关机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

二、同步发电侧并网主体应具备励磁系统参数建模、PSS 参数整定、调速系统参数建模、发电机进相、一次调频性能、AGC 系统和 AVC 系统试验等 7 项试验报告。此外还应包括机组深调工况下的测试报告和新机满负荷运行试验报告。报告不全的发电侧并网主体，每缺少一项，每月按相关机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。新改建机组自改造完成首次并网 12 个月后进行考核，存量机组自本细则正式印发 12 个月后进行考核。

三、同步发电侧并网主体应定期开展励磁系统建模、PSS 参数整定、原动机及调节系统参数建模、一次调频复核试验，周期不应超过 5 年。未按要求开展复核试验的发电侧并网主体，每缺少一项，每月按相关机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

四、同步发电侧并网主体励磁系统、原动机及其调节系统设备改造、软件升级、参数修改和控制逻辑变更等影响励磁系

统建模、PSS 参数整定、进相、调速系统建模、一次调频试验结果的，应在改造完成首次并网后 30 日内，重新开展有关试验。未按要求重新开展试验的发电侧并网主体，每缺少一项，每月按相关机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核。

涉网继电保护和安全自动装置技术指标 要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置，包括机组涉及机网协调的保护的设计选型应符合国家、行业的标准和有关规程、规定，并报所属电力调度机构备案，运行管理、定值管理、检验管理、装置管理应按照所属电力调度机构的调度规程执行。

二、发电侧并网主体、新型储能应按国家、地方、行业标准和有关规定开展继电保护专业技术监督工作。对发现的重大问题及时上报所属电力调度机构并进行整改。

三、发电侧并网主体、新型储能应配合电网经营企业及时消除设备缺陷，定期开展继电保护及安全自动装置检修工作，改造到更换年限的继电保护及安全自动装置。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。

四、发电侧并网主体、新型储能应按继电保护技术监督规定定期向所属电力调度机构报告本单位继电保护技术监督总结的情况，并按评价规程按期向所属电力调度机构报告继电保护动作的情况。

五、发电侧并网主体应定期开展定值校核，周期不应超过

5年；当运行方式或系统等值阻抗等发生变化时，应根据调度机构要求及时校核定值，校核后的定值（包括整定方案）应及时在调度机构审查备案。

六、对因发电侧并网主体、新型储能继电保护和自动装置原因造成电网事故及电网稳定性和可靠性降低等情况，电力调度机构应按调度管辖范围组织有关单位进行调查分析，制定反事故措施，并监督实施。发电侧并网主体、新型储能应提供完整的保护动作报告和故障录波数据。

发电侧并网主体、新型储能主要继电保护和自动装置误动、拒动，未造成电网事故的，每次按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核；造成电网事故的，每次按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 1$ 分/万千瓦追加考核。

发电侧并网主体、新型储能继电保护和自动装置未投运，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，每次按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。经调度同意退出期间，不进行考核。

发电侧并网主体、新型储能原因造成设备故障继电保护未快速切除，每次按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 0.5$ 分/万千瓦考核；造成电网事故的，每次按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 1$ 分/万千瓦追加考核。

发电侧并网主体、新型储能能在24小时内，未消除继电保

护和安全自动装置设备危急缺陷,每逾期一天按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体、新型储能通信设施 技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能通信设施的配置及运行管理应符合国家、行业有关标准和规程、规定，通信专业属地化运维管理工作标准要同发电侧并网主体、新型储能各专业保持一致，明确通信专业管理及运维人员职责，落实通信运行安全责任，并将相应管理制度及人员结构提报所属电力通信调度机构备案；应建立常态化专业技能培训体系，确保通信运维人员具备相应的能力水平。

二、发电侧并网主体、新型储能应严格执行国家及电网经营企业颁布的电力通信网反事故措施，并按照电力通信调度机构所下达的缺陷隐患整改通知单相关要求按期完成调度管辖范围内通信设施的缺陷隐患整改。

三、因发电侧并网主体、新型储能自身原因造成通信故障并导致电网继电保护、安全自动装置、系统保护、自动化和调度电话等生产业务中断时，电力通信调度机构应按通信系统应急处置预案，指挥发电侧并网主体、新型储能进行处理和抢修。处理完成后，发电侧并网主体、新型储能应在 24 小时内提交故障处理报告。

四、发电侧并网主体、新型储能通信专业管理及运维人员

应负责本单位并网通信设施的检修计划申报及实施、故障消缺、通信项目管理等工作，并负责与其他专业及部门沟通协调相关通信运维工作。

五、发电侧并网主体、新型储能通信系统因自身原因出现下列情形的（不可抗力除外），每次按发电侧并网主体、新型储能相关容量（额定调节容量） $\times 0.5$ 分/万千瓦考核：

（一）发电侧并网主体、新型储能对接入电力通信调度机构所管辖的骨干通信网的通信设施进行操作时，未经许可擅自开展，并造成继电保护、安全自动装置、系统保护装置、自动化、调度电话通道中断。

（二）因发电侧并网主体、新型储能通信设施故障，造成与电力调度机构通信业务全部中断，影响电网调度和发供电设备运行操作。

（三）发电侧并网主体、新型储能通信设施故障，引起继电保护、安全自动装置、系统保护装置误动、拒动、失效，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。

六、发电侧并网主体、新型储能通信系统因自身原因出现下列情形的（不可抗力除外），每次按发电侧并网主体、新型储能相关容量（额定调节容量） $\times 0.3$ 分/万千瓦考核：

（一）造成线路一套主保护或一套安全自动装置、系统保护的通信通道全部不可用，且持续72小时无法恢复。

（二）220千伏及以上发电侧并网主体、新型储能与电力

调度机构调度电话业务、调度数据网业务全部中断。

(三) 承载 220 千伏及以上线路保护、安全自动装置或省级及以上电力调度控制中心调度电话业务、调度数据网业务的通信光缆故障且持续时间 8 小时以上。

七、发电侧并网主体、新型储能通信出现下列情形的(不可抗力除外),每次按发电侧并网主体、新型储能相关容量(额定调节容量) $\times 0.3$ 分/万千瓦考核:

(一) 影响电网调度和发供电设备运行操作。

(二) 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的。

(三) 220 千伏及以上线路一套主保护的通信通道全部不可用,且持续时间 2 小时以上。

(四) 通信光缆故障时间超过 24 小时。

(五) 与系统相连的通信交换机故障全停超过 20 分钟。

(六) 通信设施缺陷造成系统可靠性降低,在 48 小时内未完成消缺的。

(七) 调度录音设备失灵或录音数据缺失,影响电网事故分析的。

(八) 接收到上级电力调度机构下达的通信运行方式单后,因执行不及时而造成业务投、退运时间滞后超过 24 小时的。

(九) 未按照要求或不及时向上级电力通信调度机构报送信息、资料的。

发电侧并网主体、新型储能自动化设备 技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能自动化设备的设计、选型应符合所属电力调度机构有关规程规定，采用成熟可靠的产品，并报所属电力调度机构备案。

二、发电侧并网主体、新型储能自动化设备的运行应遵循所属电力调度机构调度规程和自动化系统运行管理规程等规程、规定的要求。发电侧并网主体、新型储能自动化设备应能及时、准确、可靠地反映发电侧并网主体、新型储能的运行状态和运行工况。

三、发电侧并网主体、新型储能自动化设备事故或故障时，应按所属电力调度机构自动化设备运行管理规程进行处理和抢修。事故处理完成后，发电侧并网主体、新型储能应及时提交事故处理报告。

四、发电侧并网主体、新型储能机组监控系统应及时、可靠地执行所属电力调度机构自动化主站下发 AGC/AVC 指令，同时应具有可靠的技术措施，对接收的 AGC/AVC 指令进行安全校核，拒绝执行超出发电侧并网主体、新型储能规定范围等异常指令。

五、电力调度机构按其调度管辖范围对发电侧并网主体、新型储能进行如下考核：

（一）发电侧并网主体、新型储能应按调度管理权限，接入并通过两级调度数据网接入网，向上级调度机构（含备调）实时传送运动信息。

（二）发电侧并网主体、新型储能未经许可，擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的，每次按相关机组容量（额定调节容量） $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

（三）发电侧并网主体、新型储能的远程终端装置、计算机监控系统、关口计量装置的考核：

1. 事故时遥信误动、拒动，每次按相关机组容量（额定调节容量） $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

2. 遥测、遥信月合格率低于99%时，每降低1个百分点按相关机组容量（额定调节容量） $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

3. 电量计量装置月运行合格率低于100%时，每降低1个百分点（含不足1个百分点）按相关机组容量（额定调节容量） $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体的励磁系统、PSS 装置和调速系统技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体的励磁系统、PSS 装置和调速系统的各项技术性能和配置应达到国家和行业有关标准的要求，并满足东北电网安全稳定运行的要求。对不满足要求的技术性能每项按机组容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

二、发电侧并网主体在申报的机组深调最低出力至额定功率之间运行时，PSS 投入率应不小于 100%，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）按并网发电厂相关机组容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。PSS 投入率计算公式为：

$$\text{PSS 投入率} = \frac{\text{PSS 投入小时数之和}}{\text{机组运行在申报的深调最低出力及以上的小时数之和}} \times 100\%$$

发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备应根据《电力设备预防性试验规程》（DL/T596-2021）的要求按周期进行预防性试验，及时消除设备的缺陷和安全隐患，确保设备的遮断容量等性能达到电力行业规程要求。若不能达到要求，发电侧并网主体、新型储能应按所属电力调度机构的要求限期整改。

二、发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备外绝缘爬距应与所在地区污秽等级相适应，不满足污秽等级要求的应予以调整，受条件限制不能调整的应采取其他的防污闪补救措施。

三、发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备的接地装置应根据地区短路容量的变化，校核其（包括设备接地引下线）热稳定容量。对于升压站中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地的系统，应按异点两相接地校核接地装置的热稳定容量。

四、发电侧并网主体、新型储能升压站主变中性点接地方式应满足所属电力调度机构的要求。

五、电力调度机构按其调度管辖范围对发电侧并网主体、新型储能进行如下考核：

（一）发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备发生事故，每次按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

（二）发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备发生 I 类障碍，按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

I 类障碍：35 千伏及以上主设备被迫停运，非计划检修或停止备用且影响电厂自发电，或影响电网安全稳定运行（含备用容量减少）或正常供电，未构成设备事故者，定为设备 I 类障碍。

（三）发电侧并网主体、新型储能高压侧或升压站电气设备主设备可用率不小于 99%，预试完成率为 100%，影响设备正常运行的重大缺陷的消缺率为 100%。若以上指标每降低 1 个百分点（含不到 1 个百分点），按发电侧并网主体、新型储能相关机组容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

并网水电厂技术指标要求及考核规定

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所属电力调度机构的调度规程的要求。电力调度机构按照调度管辖范围负责水库调度运行管理和考核工作。

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,并按《电力监控系统安全防护总体方案》(国能安全〔2015〕36号)的要求做好安全防护工作。电力调度机构及水电厂应保证水调自动化系统维护管理范围内通信通道的畅通,负责水调自动化系统的信息维护。发电侧并网主体应按规定向所属电力调度机构水调自动化系统传送水库运行相关信息,并保证传送或转发信息的完整性、准确度和可靠性,达不到要求的每次按发电侧并网主体相关机组容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

三、电力调度机构应合理利用水力资源,充分发挥水库的综合效益和水电厂在电网运行中的调峰、调频和事故备用等作用,并负责开展水库群优化调度工作等。并网水电厂发生重大水库调度事件后,应及时汇报所属电力调度机构,并按所属电力调度机构事故处理预案进行处理。事故处理完成后,发电侧

并网主体应及时提交事故处理报告。

新能源场站、新型储能并网技术指标要求 及考核规定

一、新能源场站短路比应满足相关文件和标准要求。

二、新能源场站风机过电压保护、风机低电压保护、风机频率异常保护、光伏逆变器过电压保护、光伏逆变器低电压保护、光伏逆变器频率异常保护，以及新型储能变流器频率电压异常保护等涉网保护应满足国家和行业有关标准要求。

三、新能源场站、新型储能应满足网源协调有关标准要求，具备一次调频、快速调压、低电压/高电压穿越能力，性能指标和技术参数应满足相关文件和标准要求。

四、新能源场站、新型储能应具备无功功率调节能力和自动电压控制功能，按照电力调度机构要求装设自动电压控制子站，必要时应配置调相机、静止同步补偿器、静止无功补偿器等动态无功调节设备，并保持设备运行的稳定性。

五、新能源场站、新型储能应具备有功功率调节能力，配置有功功率控制系统，自动接收并执行电力调度机构发送的有功功率控制信号。

六、新能源场站、新型储能应提供可用于电磁和机电暂态仿真的技术资料 and 实测模型参数，用于电力系统稳定计算。

七、新能源场站、新型储能应按 GB/T 19963、GB/T 19964、GB/T 36547、GB/T 40594 等国家和行业有关标准要求开展涉网试验，应包括电能质量测试、有功功率控制能力测试、无功/电压控制能力测试、无功补偿装置并网性能测试、惯量响应和一次调频测试、场站建模与模型验证、故障穿越能力仿真验证、电压频率适应能力验证以及保障电力系统安全的其他测试。新建、扩建风电场累计并网额定容量超过 4 万千瓦或全部容量并网、光伏电站累计并网额定容量超过 1 万千瓦、储能电站累计并网额定容量超过 50%核准容量后 6 个月内向电力调度机构报送并网性能测试（检测）及评价报告。

八、新能源场站、新型储能汇集系统接地方式应满足国家和行业标准要求，汇集线路故障应能快速切除。

九、电力调度机构对其调度管辖范围对新能源场站、新型储能按《东北区域电力并网运行管理实施细则》进行考核。