

南方区域新型储能并网运行及 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，保障广东、广西、云南、贵州、海南五省（区）（以下简称“南方区域”）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，进一步规范新型储能并网运行和辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》等法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

第二条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、储能企业或其他市场主体投资建设储能设施，促进新型储能为电力系统运行提供调频、调峰、调压、黑启动等辅助服务。地方政府相关部门和能源监管机构按各自职责细化监管措施，加强对独立储能调度运行监管，保障社会化资本投资的储能电站得到公平调度，具有同等权益和相当的利用率。

第三条 本细则适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的容量为 5 兆瓦/1 小时及以上的独立电化学储

能电站（以下简称“独立储能电站”）。其他新型储能（飞轮、压缩空气等）电站可参照执行。

独立储能电站是指具备调度直控条件，以独立市场主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制，纳入电力并网运行及辅助服务管理，并按照其接入位置与电网企业和相关发电企业或电力用户等相关方签订合同，约定各方权利义务的储能电站。

第四条 电力调度机构应按国家有关法律法规、规章制度、技术标准及监管要求，建立健全新型储能项目公平参与电力运行的调度机制，制定独立储能电站调度运行管理规程及调用标准，明确相关并网要求和管理流程，为独立储能电站纳入“两个细则”管理创造必要条件。

第五条 电力调度机构应按照公平、公正、公开原则和电力系统安全运行需要合理调用储能资源。坚持以市场化方式为主优化储能调度运行方向。对于暂未参与市场的配建储能，尤其是新能源配建储能，电力调度机构应建立科学调度机制，项目业主要加强储能设施系统运行维护，确保储能系统安全稳定运行。燃煤发电等其他类型电源的配建储能，参照上述要求执行，进一步提升储能利用水平。

鼓励以配建形式存在的新型储能项目，通过技术改造达到同等技术条件和安全标准时，可选择转为独立储能电站参与系统运行。鼓励探索同一储能主体可以按照部分容量独立、部分容量联合两种方式同时参与的调度运行和市场模式。

第六条 能源监管机构依法对辖区内电网企业、电力调度

机构、电力交易机构和独立储能电站执行本细则情况进行评估和监管。依据本细则和能源监管机构授权，电力调度机构负责对调管范围内独立储能电站运行考核和辅助服务管理，向电力交易机构推送考核补偿结果；电力交易机构负责向电网企业和独立储能电站披露考核补偿结果；电网企业负责对经营区域内独立储能电站考核与补偿结果进行结算。

第二章 并网运行管理

第一节 安全管理

第七条 电力企业严格落实《国家能源局综合司关于加强电化学储能电站安全管理的通知》（国能综通安全〔2022〕37号）要求，积极参加国家级电化学储能电站安全监测信息平台建设，在确保安全前提下推动有关工作。

第八条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调，独立储能电站应严格遵守调度纪律，做好并网运行管理工作。独立储能电站、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。

第九条 独立储能电站其他安全管理要求参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》相关内容执行。

第二节 运行管理

第十条 独立储能电站应按照平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，在并网前与相关方签订合同和并网调度协议，无协议（合同）独立储能电站不得并网运行。相关方应在合同中明确结算关系并约定各方权利义务，在并

网调度协议中约定的调度对象为基本结算单元参与并网运行考核及辅助服务补偿。

电网企业、电力调度机构应按照电网公平开放监管要求，参照国家有关部门制定的示范文本，结合实际情况需要明确相关并网管理制度流程、协议（合同）签订规范和时限要求，相关管理制度和协议（合同）报能源监管机构备案。

第十一条 独立储能电站应按电力调度机构的要求及时报送运行信息，未按要求报送信息，或虚报、瞒报信息，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

第十二条 独立储能电站应按电力调度机构的要求及时报送运行信息，未按要求报送信息，或虚报、瞒报信息，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

出现下列情况之一者，按以下标准对独立储能电站进行考核。

1.不执行或无故拖延执行调度指令，每次按装机容量×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，每次按装机容量×1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，每次按装机容量×1小时的标准进行考核；导致延误处理的，每次按装机容量×2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，每次按装

机容量×2 小时的标准进行考核。

5.在调度管辖设备上发生误操作，未造成后果的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核；造成后果的，每次按装机容量×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，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核；造成后果的，每次按装机容量×5 小时的标准进行考核。

第十三条 电力调度机构对独立储能电站日调度计划曲线执行偏差进行统计和考核。独立储能电站日调度计划曲线为下一日计划出力对时间的函数，其横坐标为时间，纵坐标为机组计划出力，一日的时间（24h）平均分为 96 个时段，每个时段 15 分钟，起始点为“1（对应时刻为 00:00）”，终止为“96（对应时刻为 23:45）”。

每一分钟计划出力由调度计划曲线上相邻两点间线性插值确定，某一刻钟整点后第*i*分钟的计划出力为：

$$P_i = P_n + i \cdot \frac{(P_{n+1} - P_n)}{15}$$

其中， P_n 为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的出力、 P_{n+1} 为 96 点计划曲线上的下一 15 分钟整点出力、*i*取值为 0~14。

第十四条 调度计划曲线应按以下要求传送：

（一）独立储能电站于当日 11:00 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 21:00 前，将下一

日的调度计划曲线送达独立储能电站指定的接收装置。

(二) 如遇传送通道故障或其它原因导致调度计划曲线无法在规定的时间内传送到独立储能电站指定的接收装置上, 电力调度机构应通过调度电话或符合安全要求的通信手段将发电计划指令下达至独立储能电站。

(三) 电力调度机构、独立储能电站的有关人员应积极配合, 相互协作, 以确保调度计划曲线的正确传送。

第十五条 值班调度员有权按规定修改日调度计划曲线, 修改后的日调度计划曲线应提前 30 分钟下达给独立储能电站, 不足 30 分钟下达的负荷曲线, 自下达时刻起 30 分钟内免除调度计划曲线考核。根据调度自动化系统所采集的每时段独立储能电站实际电量(实际发电或用电积分电量)与下达的对应时段计划电量(计划发电或用电积分电量)进行比较, 统计偏差电量和电量偏差率。对电量偏差率超出允许正偏差率或负偏差率的, 按《南方区域电力并网运行管理实施细则》附录 1 的标准进行考核。

第十六条 独立储能电站允许电量偏差率为 $\pm 5\%$ 。

第十七条 独立储能电站如有以下情况之一, 可豁免调度计划曲线考核:

(一) 电网原因停电。

(二) 调度机构下达调度计划曲线 30 分钟内。

(三) 下达的调度计划曲线变动率超出独立储能电站可调节范围。

(四) 执行 AGC 命令期间。

(五) 调度许可的调整范围内。

(六) 其他非自身原因造成的考核。

第十八条 独立储能电站因继电保护、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，每次按全站装机容量×1小时的标准进行考核；在与主网解列的孤网上违反上述规定的，每次按全站装机容量×2小时的标准进行考核。

第十九条 独立储能电站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。独立储能电站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±4%为标准。

(一) 电压合格率以99.9%为基准，每降低0.05个百分点，按当月装机容量×0.25小时的标准进行考核。

(二) 全站停电期间，免予考核。

(三) 非独立储能电站自身原因造成的母线电压不合格的，该时段免予考核。

(四) 当月电压曲线考核电量最大不超过当月装机容量×2.5小时。

第三节 检修管理

第二十条 电力调度机构应合理安排电网一次设备（含线路）计划检修，电网企业应严格执行计划检修安排，如电网一次设备（含线路）检修影响独立储能电站运行或检修的，

电力调度机构应提前通知相关独立储能电站。电力调度机构安排电网一次设备（含线路）检修计划应尽可能与独立储能电站检修配合进行。

第二十一条 电力调度机构应合理安排调管范围内继电保护和自动装置、电力调度自动化及通信、调频、调压等二次设备的检修。独立储能电站此类涉网设备（装置）检修计划，应经电力调度机构批准后执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应尽可能与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。

第二十二条 独立储能电站参照相关技术标准、调度管理规程向电力调度机构提出设备检修计划申请，电力调度机构统筹安排管辖范围内并网发独立储能电站设备检修计划。

（一）检修计划确定之后，双方应严格执行。

（二）独立储能电站变更检修计划，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发电侧独立储能电站的检修计划统筹安排；确实无法安排变更的，应及时通知该独立储能电站按原批复计划执行，并说明原因。

（三）因电网原因需变更独立储能电站检修计划的，包括独立储能电站检修计划无法按期开工、中止检修工作等，电网应提前与独立储能电站协商。

第二十三条 独立储能电站管辖范围内设备检修工作由于独立储能电站主体自身原因出现以下情况之一者，每次按装机容量×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) 设备检修期间, 办理延期申请超过 2 次 (不含 2 次)。

(三) 设备检修期间现场未及时与电力调度机构沟通, 擅自增加工作内容, 造成无法按期送电。

(四) 因独立储能电站自身原因, 导致电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

由于独立储能电站自身原因造成独立储能电站输变电设备 (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), 每次按装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

第四节 技术指导与管理

第二十四条 独立储能电站技术指导和管理的主要范围主要包括: 涉网参数、继电保护和安全自动装置、调频、调压、调度通信设备、调度自动化设备、电力监控系统网络安全等。独立储能电站涉及上述的设备应纳入南方区域电力系统统一规划、设计、建设和运行管理, 其技术性能和参数应达到国家及行业规定。

独立储能电站因电池寿命衰减、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。

第二十五条 独立储能电站应按电网调度机构将储能充放电时间、充放电速率、可调节范围、最大调节能力等运行信息应接入电力调度机构技术系统, 未按要求完成数据报送

或传送的，每月按当月装机容量×1 小时的标准进行考核。

第二十六条 电力调度机构参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》相关规定对独立储能电站继电保护和自动装置运行情况进行管理。

第二十七条 独立储能电站应具备一次调频功能，其性能指标包括控制死区、调频限幅、响应时间、调节时间等，相关技术要求如下：

（一）一次调频死区为 $\pm 0.033\sim 0.05\text{Hz}$ 。

（二）一次调频有功功率调节量原则上不设置限幅，必要时限幅应不小于 20%额定功率。

（三）一次调频调差率应设置为 0.5%~3%。

（四）滞后时间应不大于 1 秒，调节时间应不大于 4s。

（五）有功功率调节精度不超过额定出力的 $\pm 1\%$ 。

（六）一次调频功能不得和 AGC 功能冲突。

第二十八条 独立储能电站一次调频投入率、合格率考核及豁免参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》中发电机组一次调频相关管理规定执行。

第二十九条 独立储能电站应具备自动发电控制（AGC）功能，其性能指标应满足国家、行业有关标准规定要求，未满足相关要求的，按每月全站装机容量×1 小时的标准进行考核。

第三十条 独立储能电站应按国家、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 装置的独立储能电站 AVC 投运率和调节合格率进行考核。

(一) 独立储能电站 AVC 投运率不得低于 90%。全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）按独立储能电站装机容量×0.2 小时的标准进行考核，考核电量最大不超过 AVC 装置对应独立储能电站装机容量×0.2 小时。

AVC 投运率免考核时间包括：

1. 因修改定值等原因由调度下令退出的时间。
2. 在特殊方式下，因电网需要由当值调度下令退出独立储能电站 AVC 的时间。
3. 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 装置在按指令调整到位为合格。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）按机组成装机容量×0.2 小时的标准进行考核。考核电量最大不超过 AVC 装置对应独立储能电站装机容量×2.5 小时。调节合格率计算公式为：

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

第三十一条 独立储能电站侧与电网联接的调度通信设备，应遵循国家有关技术规范、标准，并与电网侧的技术参数相匹配，满足安全要求。

第三十二条 未经电力调度机构同意，独立储能电站不得自行改变与电网联接的通信设备的运行状态、接线方式、接口参数。此类设备的改造应经电力调度机构同意后实施。

第三十三条 对独立储能电站通信装置进行如下考核：

独立储能电站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（非独立储能电站原因除外）每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计），按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（一）独立储能电站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，每次按装机容量×0.05 小时的标准进行考核；中断故障时长超过 2 小时（含 2 小时）的，每次按装机容量×0.5 小时的标准进行考核。

（二）独立储能电站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，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（三）若因独立储能电站侧通信反措未及时执行，造成、独立储能电站对电网通信业务中断的，每次按装机容量×0.05 小时的标准进行考核。

（四）独立储能电站内通信电源全部中断（不可抗力除外），每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（五）独立储能电站通信设备故障，引起继电保护或安全自动装置误动、拒动，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（六）独立储能电站通信出现下列情形之一的（不可抗力除外），每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

1.造成电网与独立储能电站通信电路全部中断 1 小时以

上。

2.独立储能电站通信光缆连续故障时间超过 24 小时。

3.独立储能电站内录音设备失灵，影响电网事故分析。

（七）独立储能电站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，独立储能电站应限期整改(最迟不超过 12 个月)。逾期未完成整改的，则每月按照装机容量×1 小时的标准进行考核。

第三十四条 独立储能电站并网前应按国家、行业及所属调度机构颁发的有关技术规范标准配备调度自动化设备，其功能、设备信息和性能参数的设置应该满足所属调度机构调度自动化的技术要求。对于不满足上述要求的，每月按装机容量×1 小时的标准进行考核；造成异常事件、事故或影响电力市场运行的，每次按装机容量×2 小时进行考核。

第三十五条 独立储能电站应根据电力调度机构要求报送调度自动化运行情况、检修试验计划、运行统计分析等报表、机组并网前的相关图纸资料、检修试验的相关报告等、逾期报送或不报的，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

第三十六条 独立储能电站调度自动化管理（包括运行维护管理、缺陷及异常管理、定值管理、试验检验管理、装置管理、专业岗位设置），应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理规定、细则、准则及相关技术规范执行。对于未及时执行调度规程或专业管理规定、细则、准则、技术规

范及发文要求的，每月按装机容量×1 小时的标准进行考核；因此造成异常事件或事故的，每次按装机容量×2 小时进行考核。

第三十七条 独立储能电站应及时改造到更换年限的调度自动化设备。对于未及时改造超期服役的，每个装置每月按装机容量×1 小时的标准进行考核；造成事件或事故的，每次按装机容量×5 小时进行考核。

第三十八条 独立储能电站自动化设备运行应该稳定可靠。对于由于独立储能电站原因导致的调度自动化设备运行异常的，进行如下考核：

1.因独立储能电站原因导致部分通道中断、部分自动化设备异常后系统失去冗余的，每次按装置容量×0.1 小时电量的标准进行考核。如果通道完全中断导、自动化设备或监控系统故障导致调度失去监视，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

2.监控系统异常导致误调控事件，或因自动化设备异常导致电网事故的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

3.计划曲线应该保证正常接收，如因为独立储能电站原因导致曲线功能接收异常的，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

4.自动化设备运行异常导致其它异常事件或影响电力市场运行的，每次按装机容量×0.5 小时标准进行考核。

第三十九条 独立储能电站进行调度自动化设备的检修或技术变更时，应严格按照相关规程和规定实施。如因独立

储能电站人员违反规程规定、跳步、或未严格执行安全措施，导致调度自动化设备异常，每事件按装机容量×1 小时进行考核，造成电网异常或事故的按装机容量×2 小时进行考核。

第四十条 独立储能电站应该及时执行调度机构发布的相关整改通知或事件通报的相关要求，逾期未执行的，每月装机容量×1 小时的标准进行考核，因此影响调度监控、发生异常事件或事故、影响电力市场运行的，每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。

第四十一条 独立储能电站并网前应按照国家有关技术规范标准构建电力监控系统网络安全保护体系，配备电力监控系统网络安全设备，具备同电力调度机构协同防护、建立完备的网络安全防护体系的条件。

第四十二条 独立储能电站电力监控系统应满足《网络安全法》《密码法》《数据安全法》《关键信息基础设施安全保护条例》《网络安全等级保护基本要求》《电力监控系统安全防护规定》和《电力监控系统安全防护总体方案》等要求。

第四十三条 独立储能电站并网前应将其电力监控系统安全防护实施方案等有关资料报送电力调度机构审核，并与电力调度机构完成边界网络安全设备、态势感知系统等联调。未按要求报送或未经批准擅自实施或未按时完成联调的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第四十四条 涉及电网的电力监控系统网络安全设备的检修或技术变更应征得电力调度机构同意，并按有关规定办理。

第四十五条 独立储能电站应保证其涉网电力监控系统网络安全设备连续有效运行与监视到位。因并网主体自身原因导致相关设备运行状态异常的，应在 1 小时内处理完毕；持续时间超过 1 小时的，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

第四十六条 独立储能电站应根据网络安全等级保护制度、电力监控系统安全防护评估规范以及密码应用安全性评估等规范性文件要求，委托具备国家认证资质机构定期开展电力监控系统等级保护测评、电力监控系统安全防护评估、密码应用安全性评估等工作，并将测评报告报电力调度机构备案，确保电力监控系统安全防护各项措施落实到位。必要时，电力调度机构可对独立储能电站的电力监控系统安全防护落实情况进行抽查。未按要求开展相关工作的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第四十七条 独立储能电站未按要求落实涉网侧电力监控系统网络安全措施的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核；对故意不落实、刻意瞒报等严重情节的，每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。

第四十八条 因独立储能电站自身原因导致，且未按要求及时发现并处置的电力监控系统网络安全异常（黑客及恶意代码等攻击和侵害），如影响范围未超出本站电力监控系统范围，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核，超出本厂电力监控系统范围的，每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。如异常已对相关国家关键信息基础设施安全构成重大威

胁的，每次按装机容量×5小时的标准进行考核。

第四十九条 因独立储能电站原因导致严重后果的电力监控系统信息安全事件，如导致电力监控系统跨区互联、遭受非法访问、关键数据被篡改等的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。如对国家关键信息基础设施安全运行造成影响，或产生系统失灵、电力设备误调误控等实际影响电网安全的后果等，每次按装机容量×2小时的标准进行考核；导致电力生产安全事故的，每次按装机容量×5小时的标准进行考核。

第五十条 独立储能电站应满足国家、行业有关标准规定的高、低电压故障穿越能力。不满足要求的，禁止并网，直至完成故障穿越改造，改造完成前每月按不满足高、低电压穿越的储能单元容量×2小时的标准进行考核。

第五十一条 独立储能电站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。独立储能电站应同时具备就地和远方充放电功率控制和频率、电压调节功能。在充放电功率为额定功率时，其控制精度为±1%。充/放电响应时间应不大于1s；调节时间应不大于2s；充/放电转换时间应不大于1s。不满足要求的，按每项每月全站装机容量×0.5小时的标准进行考核。

第五十二条 独立储能电站并网点电能质量应满足国家、行业有关标准要求。不满足要求的，每月按当月全站装机容量×1小时的标准进行考核。

第五十三条 独立储能电站其他技术指导与管理（技术

监督)工作有关要求参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》执行。

第三章 辅助服务补偿

第五十四条 独立储能电站参与相关辅助服务市场的,按照市场规则开展,对应的品种不再按本细则进行补偿。

第五十五条 独立储能电站容量补偿明确纳入输配电价疏导或参加其他疏导机制的,相关辅助服务补偿参考抽水蓄能电站有关条款另行制定。

第五十六条 独立储能电站一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值大于 70%,判动作合格,否则不合格。其中,理论动作积分电量按调度机构下达的独立储能电站调差率参数计算。一次调频功能投入时间与并网运行时间的百分比统计为一次调频投入率;一定时段内一次调频的动作不合格次数与应动作次数的百分比为一次调频的不合格率,一次调频合格率=1-一次调频不合格率。

第五十七条 独立储能电站一次调频补偿:独立储能电站一次调频投入率和月度合格率均达到 90%以上,可以通过动作积分电量获得补偿。

(一)小频差扰动:独立储能电站一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量(兆瓦时) $\times 0.5 \times R_1$ (元/兆瓦时)。

(二)大频差扰动:独立储能电站一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量(兆瓦时) $\times 10 \times R_1$ (元/兆瓦时)。

第五十八条 根据调节容量、调节电量，对独立储能电站提供的 AGC 服务实施补偿。

(一)调节容量补偿费用=调节容量服务供应量 $\times R_2$ (元/兆瓦时)，各种 AGC 控制模式均可获得容量补偿费用。

其中，调节容量服务供应量为每日 AGC 容量服务供应量的月度累计之和，每日 AGC 容量服务供应量为当日每个调度时段的容量服务供应量之和，未投入 AGC 的调度时段，其容量服务供应量为 0。

调度时段的容量服务供应量=调度时段征用的场站 AGC 调节容量(兆瓦) \times 调度时段的长度(小时)

AGC 调节容量为场站当前出力点在 5 分钟内向上可调容量与向下可调容量之和。

在 96 点系统中，一个调度时段长度为 0.25 小时(15 分钟)。

(二)AGC 投调频控制模式的，调节电量补偿费用=AGC 实际调节电量(兆瓦时) $\times R_3$ (元/兆瓦时)。AGC 投其它控制模式的，不对调节电量进行补偿。

其中，AGC 实际调节电量为场站根据 AGC 调度指令要求比计划发电曲线增发、减发电量绝对值之和。

第五十九条 独立储能电站无功电压补偿：对独立储能电站注入无功，维持系统电压水平的服务供应量按照 R_{11} (元/兆乏小时)的标准补偿；对独立储能电站吸收无功，防止系统电压过高的服务供应量按照 $5\times R_{11}$ (元/兆乏小时)的标准补偿。

(一) 注入无功服务供应量为：独立储能电站按照电力调度机构下发的电压曲线或指令，迟相功率因数低于 0.90 时多注入系统的无功电量。

(二) 吸收无功服务供应量定义为：独立储能电站按照电力调度机构下发的电压曲线或指令，进相功率因数低于 0.97 时多吸收系统的无功电量。

第六十条 鉴于现阶段储能容量相对较小，鼓励独立储能电站积极参与电力市场和调度运用，签订顶峰时段和低谷时段合约（协议），发挥移峰填谷和顶峰发电作用。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

第六十一条 电力调度机构按照公平、公正、公开原则，结合系统调峰需要，下达调度计划或按照市场出清结果要求独立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 $8 \times R_5$ （元/兆瓦时）。

相关电能量市场规则或调峰辅助服务市场规则对独立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。

第四章 统计与结算

第六十二条 现阶段，独立储能电站不参与并网运行考核费用的返还，以及辅助服务补偿费用的分摊。

第六十三条 独立储能电站并网运行管理考核实施原则、各单位职责、统计依据、计算方法、结算方法、工作要求，按照《南方区域电力并网运行管理实施细则》相关规定执行。

第六十四条 独立储能电站辅助服务补偿分摊原则、各单位职责、统计依据、计算方法、结算方法、工作要求等按照《南方区域电力辅助服务管理实施细则》相关规定执行。

第五章 信息披露

第六十五条 独立储能电站“两个细则”的信息披露内容、披露原则、各单位职责及工作要求按照《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》中信息披露相关规定执行。

第六章 监督管理

第六十六条 独立储能电站参与“两个细则”的监督与管理内容、管理原则、各单位职责及工作要求按照《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》中监督与管理相关规定执行。

第七章 附则

第六十七条 对于辅助服务市场规则中明确独立储能电站参与方式的省区，按市场规则组织独立储能电站参与市场。对于未在辅助服务市场规则中明确独立储能电站参与方式的省区，按本细则组织独立储能电站参与提供辅助服务。

第六十八条 本细则未尽事项参照《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》执行，本细则相关参数见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》附表 1。

第六十九条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。

《关于印发<南方区域发电厂并网运行管理实施细则>及<南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则>（2020年版）的通知》（南方监能市场〔2020〕420号）自正式运行后同时废止。

第七十条 本细则由南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办负责解释。